



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

**Avaliação das emissões de CO₂ associadas ao Veículo Elétrico
tendo em conta a sua integração no Sistema Elétrico Português**

NUNO FILIPE ANTUNES DE OLIVEIRA
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

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

Orientadores:

Professor Doutor Ezequiel Francisco Vale Carvalho
Professor Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

Júri:

Presidente: Professor Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

Vogais:

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

Junho de 2023



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

**Avaliação das emissões de CO₂ associadas ao Veículo Elétrico
tendo em conta a sua integração no Sistema Elétrico Português**

NUNO FILIPE ANTUNES DE OLIVEIRA
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

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

Orientadores:

Professor Doutor Ezequiel Francisco Vale Carvalho
Professor Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

Júri:

Presidente: Professor Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

Vogais:

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

Junho de 2023

Agradecimentos

A vida é um percurso finito com várias etapas. Neste percurso cabe-nos viver da melhor forma possível e tentar sempre atingir mais alto. Cada etapa atingida e concluída é um capítulo que se fecha, mas ao mesmo tempo imensas possibilidades surgem para podermos continuar a sonhar.

A conclusão deste trabalho é uma dessas etapas. E não teria sido possível a sua conclusão sem a contribuição e apoio de todas as pessoas que passaram por esta etapa.

Aos meus orientadores, Professores João Lagarto e Ezequiel Carvalho, o meu profundo agradecimento pelo vosso valioso tempo e por todo o apoio neste percurso mesmo quando a vida não permitia um compromisso total da minha parte.

À minha mulher, Sofia Reis, pelos seus incentivos, paciência e por me apanhar quando o caminho ficava difícil.

Ao meu filho, Miguel Oliveira, que apesar de não perceber deu-me força para concluir.

Obrigado a todos!

Resumo

Nesta dissertação pretende-se avaliar as emissões de CO₂ associadas aos veículos elétricos (VEs) tendo em conta a sua integração no sistema elétrico português (SEP).

O Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030), prevê que até 2030 um terço das vendas de veículos ligeiros seja elétrico. Como tal, esta tese foca-se nos impactos originados pela penetração dos VEs no SEP em 2030.

Utilizou-se uma metodologia baseada num despacho económico (DE) com coordenação hidrotérmica. De forma a resolver o despacho das centrais térmicas e hídricas foi utilizado um simulador desenvolvido anteriormente em GAMS.

Para avaliar os impactos resultantes da penetração dos VEs foram considerados 15 cenários que consistem em diferentes penetrações de VEs, cenários de variação dos índices de produtividade hídrica (IPH), de produtividade solar (IPS), produtividade eólica (IPE) e de potência instalada eólica e fotovoltaica.

Os resultados dos VEs são obtidos através de uma metodologia marginal que faz a comparação entre um cenário de geração sem penetração de VEs com um cenário em que se considera a geração adicional para fornecer a carga total aos VEs. Como resultado obtém-se, através das simulações, a geração hídrica e térmica, os custos e as emissões de CO₂.

Concluiu-se na conclusão deste trabalho que carga adicional dos VEs consegue ser colmatada com a potência instalada prevista para 2030 e que apesar de uma maior potência renovável instalada é necessário recorrer à geração por centrais a gás. O aumento de consumo reduziu invariavelmente a bombagem das centrais com albufeira o que se verificou em vários cenários.

O aumento de geração por centrais a gás aumenta as emissões do sistema o que, por conseguinte, aumenta as emissões e os custos associados aos VEs.

Palavras-chave:

Emissões de CO₂, metodologia marginal, sistema elétrico, veículo elétrico

Abstract

This dissertation intends to evaluate the CO₂ emissions associated with the penetration of electric vehicles (EVs) in the Portuguese power system.

The National Energy and Climate Plan 2021-2030 (PNEC 2030) predicts that by 2030 one-third of light vehicle sales will be electric. As such, this thesis focuses on the impacts caused by the penetration of EVs in the Portuguese power system in 2030.

A methodology based on an economic dispatch (ED) with hydrothermal coordination was used. In order to resolve the dispatch of thermal and hydro power plants, a previously developed GAMS simulator was used.

In order to assess the impacts resulting from EV penetration, 15 scenarios were considered consisting of different EV penetration, scenarios of variation of the Hydroelectric Productivity Index (HPI), Photovoltaic Productivity Index (PPI), Wind Productivity Index (WPI) and wind and photovoltaic installed power.

EV results are obtained through a marginal methodology that compares a scenario of generation without EV penetration with a scenario in which additional generation is considered to supply the full load to EVs. As a result, through simulations, hydro and thermal generation, costs and CO₂ emissions are obtained.

It was noted at the conclusion of this work that the additional load of EVs can be supplied with the installed power expected for 2030 and that despite a greater installed renewable power it is necessary to resort to generation by gas power plants. The increase in consumption invariably reduced the pumping of power plants with a reservoir, which occurred in several scenarios.

The increase in generation by gas plants increases the emissions of the system, which consequently increases the emissions and costs associated with EVs.

Keywords:

CO₂ emissions, electrical system, electrical vehicle, marginal methodology

Índice Geral

Agradecimentos.....	i
Resumo	iii
Abstract	v
Índice de Tabelas	x
Índice de Figuras.....	xii
Lista de Siglas e Acrónimos	xvii
Lista de símbolos e variáveis.....	xix
1 Introdução.....	3
1.1 Enquadramento/motivação.....	3
1.2 Objetivos e metodologia.....	4
1.3 Estrutura da dissertação	4
2 Estado de Arte	7
2.1 Veículos elétricos.....	7
2.1.1 Tipos de veículos elétricos	7
2.1.1.1 Veículo elétrico híbrido	7
2.1.1.2 Veículo elétrico híbrido <i>plug-in</i>	8
2.1.1.3 Veículo elétrico a bateria.....	8
2.1.2 Modos de carregamento	9
2.1.2.1 Modo 1	9
2.1.2.2 Modo 2	9
2.1.2.3 Modo 3	10
2.1.2.4 Modo 4	11
2.1.3 Estratégias de carregamento.....	12
2.1.3.1 Carregamento não controlado.....	12
2.1.3.2 Carregamento controlado	12
2.1.4 Penetração de VEs no mercado português	13
2.1.5 Marcas e modelos de VEs existentes em Portugal	14
2.2 Impactos da penetração dos VEs no sistema elétrico.....	16
2.3 Impactos ambientais.....	20
2.4 Integração da energia renovável.....	21
2.5 Metodologias para a contabilização das emissões de CO ₂ do VE	22
Capítulo 3	25
3 Caracterização do sistema elétrico português e dos veículos ligeiros em Portugal	27
3.1 Estrutura do sistema elétrico português.....	27
3.2 Sistema elétrico português em 2020.....	28
3.2.1 Potência instalada em 2020.....	28
3.2.2 Geração	30
3.2.3 Rede de Transporte	31

3.2.4	Interligações.....	32
3.2.5	Consumo.....	34
3.3	<i>Evolução espectável até 2030</i>	35
3.3.1	Potência instalada em 2030.....	35
3.3.2	Interligações em 2030.....	37
3.3.3	Consumo em 2030.....	37
3.4	<i>Caracterização da frota de veículos em Portugal</i>	38
3.4.1	Evolução da frota.....	39
3.4.2	Veículos elétricos.....	40
3.5	<i>Emissões</i>	40
3.6	<i>Futuro da frota em Portugal</i>	41
4	Modelo de simulação de geração de energia elétrica	45
4.1	<i>Metodologia</i>	45
4.2	<i>Restrições</i>	46
4.2.1	Unidades térmicas.....	46
4.2.2	Unidades Hídricas.....	47
4.2.2.1	Hídrica de albufeira sem bombagem.....	47
4.2.2.2	Hídrica de albufeira com bombagem.....	48
4.2.3	Sistema.....	50
4.2.3.1	Balanco de potências.....	50
4.2.3.2	Reserva girante.....	50
4.2.4	Geração imposta.....	51
4.2.5	Bateria dos VEs.....	51
4.2.5.1	Restrições das baterias.....	52
4.3	<i>Validação do modelo para o ano 2020</i>	53
4.3.1	Unidades hidroelétricas.....	54
4.3.2	PRE.....	54
4.3.3	Unidades termoelétricas.....	55
4.3.4	Resultados.....	56
5	Aplicação do modelo ao sistema elétrico português em 2030	67
5.1	<i>Introdução</i>	67
5.2	<i>Cenários das simulações</i>	67
5.2.1	Caracterização dos cenários analisados.....	68
5.2.1.1	Dados de entrada para os restantes cenários.....	71
5.3	<i>Resultados das simulações</i>	71
5.3.1	Cenário central de 2030.....	75
5.3.2	Cenários de variação de penetração de VEs.....	80
5.3.2.1	Corte de PRE.....	81
5.3.2.2	Bombagem.....	81

5.3.2.3	Emissões específicas e emissões específicas por quilómetro dos VEs	82
5.3.2.4	Custos específicos e específicos por quilómetro dos VEs	83
5.3.3	Cenários de variação de IPH	84
5.3.3.1	Corte de PRE	85
5.3.3.2	Bombagem.....	86
5.3.3.3	Emissões específicas e emissões específicas por quilómetro dos VEs	86
5.3.3.4	Custos específicos e específicos por quilómetro dos VEs	87
5.3.4	Cenários de variação de IPS.....	88
5.3.4.1	Corte de PRE	89
5.3.4.2	Bombagem.....	90
5.3.4.3	Emissões específicas e emissões específicas por quilómetro dos VEs	90
5.3.4.4	Custos específicos e específicos por quilómetro dos VEs	92
5.3.5	Cenários de variação de IPE	93
5.3.5.1	Corte de PRE	94
5.3.5.2	Bombagem.....	94
5.3.5.3	Emissões específicas e emissões específicas por quilómetro dos VEs	94
5.3.5.4	Custos específicos e específicos por quilómetro dos VEs	96
5.3.6	Cenários de variação de potência eólica instalada	97
5.3.6.1	Corte de PRE	97
5.3.6.2	Bombagem.....	98
5.3.6.3	Emissões específicas e emissões específicas por quilómetro dos VEs	98
5.3.6.4	Custos específicos e específicos por quilómetro dos VEs	100
5.3.7	Cenários de variação de potência fotovoltaica instalada.....	101
5.3.7.1	Corte de PRE	101
5.3.7.2	Bombagem.....	102
5.3.7.3	Emissões específicas e emissões específicas por quilómetro dos VEs	102
5.3.7.4	Custos específicos e específicos por quilómetro dos VEs	104
5.4	<i>Comparação de resultados das simulações com as emissões dos veículos movidos a MCI.....</i>	<i>105</i>
6	Conclusões.....	109
6.1	<i>Sugestões de trabalho futuro</i>	<i>110</i>
7	Bibliografia	111
	Apêndice	116
A.	Gráficos dos resultados obtidos para os vários cenários.....	117

Índice de Tabelas

Tabela 2.1: Marcas mais vendidas de VEs ligeiros mais vendidos em 2021 [14].	14
Tabela 2.2: VEs ligeiros mais vendidos, em dezembro de 2021 [14].	15
Tabela 2.3: Marcas e modelos de VEs (Retirado dos sites dos fabricantes).	15
Tabela 2.4: Cenários de penetração e consumo dos VEs [27].	20
Tabela 3.1: Potência instalada em Portugal no ano 2020 [38].	29
Tabela 3.2: Produção total, em GWh, em Portugal no ano de 2020 [38].	30
Tabela 3.3: Comprimento das linhas de transmissão em 2019 e 2020 por nível de tensão [38].	31
Tabela 3.4: Potência de transformação em 2019 e 2020 [38].	31
Tabela 3.5: Linhas de interligação [39].	32
Tabela 3.6: Previsão da Potência instalada, em MW, de nova grande hídrica em Portugal no ano de 2029 [23].	36
Tabela 3.7: Potência instalada, em MW, em Portugal no ano de 2020 e 2030 [23].	36
Tabela 3.8: Total de veículos ligeiros de passageiros e de total da frota entre 2010 e 2021 [40].	39
Tabela 3.9: Total de veículos ligeiros de passageiros elétricos vendidos entre 2010 e 2019 [41].	40
Tabela 4.1: Potência instalada de diferentes tecnologias [42].	53
Tabela 4.2: Índices de produtividade [42].	54
Tabela 4.3: Energia total e níveis mínimos e máximos de armazenamento e os níveis de energia mínimos e máximos das albufeiras em percentagem [42].	54
Tabela 4.4: Características técnicas das unidades térmicas portuguesas [1].	55
Tabela 4.5: Custos de arranque e emissões das unidades térmicas portuguesas [1].	55
Tabela 4.6: Poder calorífico inferior e emissões específicas de CO ₂ [1].	56
Tabela 4.7: Comparação entre a simulação e os dados reais de 2020.	56
Tabela 5.1: Potências instaladas em 2030 [45, 42].	68
Tabela 5.2: Energia total e níveis de armazenamento das centrais hídricas de albufeira, para 2030.	69
Tabela 5.3: Características técnicas das unidades térmicas portuguesas para 2030 [1].	69
Tabela 5.4: Custos de arranque, consumo de combustível e emissões de CO ₂ das unidades térmicas portuguesas [1].	69
Tabela 5.5: Poder calorífico inferior e emissões específicas de CO ₂ [1].	70
Tabela 5.6: Divisão de cenários para análise de resultados.	71
Tabela 5.7: Resultados do cenário base de 2030.	72
Tabela 5.8: Resultados do cenário base e central de 2030.	76
Tabela 5.9: Custos específico e emissões específicas para o ano 2030 do cenário central.	79
Tabela 5.10: Resultados de geração por tecnologia, emissões e custos para o ano 2030 dos cenários com variação de penetração de VEs.	80

Tabela 5.11: Custos específicos e emissões específicas para o ano 2030 dos cenários com variação de penetração de VEs.....	82
Tabela 5.12: Resultados de geração por tecnologia, emissões e custos para o ano 2030 dos cenários com variação de IPH.....	85
Tabela 5.13: Custos específicos e emissões específicas para o ano 2030 dos cenários com variação de IPH.....	86
Tabela 5.14: Resultados de geração por tecnologia, emissões e custos para o ano 2030 dos cenários com variação de IPS.....	89
Tabela 5.15: Custos específicos e emissões específicas para o ano 2030 dos cenários com variação de IPS.....	91
Tabela 5.16: Resultados de geração por tecnologia, emissões e custos para o ano 2030 dos cenários com variação de IPE.....	93
Tabela 5.17: Custos específicos e emissões específicas para o ano 2030 dos cenários com variação de IPE.....	95
Tabela 5.18: Resultados de geração por tecnologia, emissões e custos para o ano 2030 dos cenários com variação da potência eólica instalada.....	97
Tabela 5.19: Custos específicos e emissões específicas para o ano 2030 dos cenários com variação de potência eólica instalada.....	99
Tabela 5.20: Resultados de geração por tecnologia, emissões e custos para o ano 2030 dos cenários com variação da potência fotovoltaica instalada.....	101
Tabela 5.21: Custos específicos e emissões específicas para o ano 2030 dos cenários com variação de potência fotovoltaica instalada.....	103
Tabela 5.22: Emissões específicas para o ano 2030 de todos os cenários.....	105

Índice de Figuras

Figura 2.1: Exemplo de estrutura das diferentes tecnologias de VE. (a) Veículo elétrico híbrido (VEH); (b) VEH plug-in; (c) VE; (d) VE com célula de combustível (VECC). Adaptado de [5].	8
Figura 2.2: Carregamento modo 1. Adaptado de [7].	9
Figura 2.3: Modo de carregamento 2. Adaptado de [7].	10
Figura 2.4: Conector tipo 1 e 2. Adaptado de [8].	10
Figura 2.5: Modo de carregamento 3. Adaptado de [7].	11
Figura 2.6: Modo de carregamento 4. Adaptado de [7].	11
Figura 2.7: Evolução das vendas de automóveis movidos a energias alternativas. Adaptado de [13].	13
Figura 2.8: Venda de VEs nos anos 2019, 2020 e 2021. Adaptado de [14].	14
Figura 2.9: Consumo da vila de Findhorn vs. carregamento não controlado. Adaptado de [20].	17
Figura 2.10: Consumo da cidade de Findhorn vs. carregamento controlado. Adaptado de [20].	18
Figura 3.1: Potência instalada em Portugal em 2020, em MW [38].	29
Figura 3.2: Satisfação do consumo em Portugal entre 2011 e 2020. Adaptado de [38].	31
Figura 3.3: Mapa da Rede Nacional de Transporte em 2020 e de trocas entre Portugal e Espanha em GWh. Adaptado de [39].	33
Figura 3.4: Importação e exportação via interligações entre 2011 e 2020. Adaptado de [38].	33
Figura 3.5: Evolução do consumo entre 2011 e 2020. Adaptado de [38].	34
Figura 3.6: Diagrama de Consumo no Dia da Ponta Anual em 2019 e 2020. Adaptado de [38].	34
Figura 3.7: Previsão do consumo em Portugal Continental entre 2020 e 2029. Adaptado de [40].	38
Figura 3.8: Previsão da potência máxima em Portugal Continental entre 2025 e 2029. Adaptado de [40].	38
Figura 3.9: Evolução da frota de veículos de passageiros em Portugal entre 2010 e 2021 [40]	39
Figura 3.10: Distribuição das emissões tendo em conta o transporte em 2016. Adaptado de [28].	41
Figura 4.1: Resultado da simulação e valores entre a simulação e valores reais de janeiro de 2020. Produção térmica.	57
Figura 4.2: Resultado da simulação e valores reais de janeiro de 2020. Centrais a carvão.	57
Figura 4.3: Resultado da simulação e valores reais de janeiro de 2020. Centrais a gás.	57
Figura 4.4: Resultado da simulação e valores reais de janeiro de 2020. Centrais hídricas.	58
Figura 4.5: Resultado da simulação e valores reais de janeiro de 2020. Bombagem.	58
Figura 4.6: Resultado da simulação e valores reais de junho de 2020. Produção térmica.	58
Figura 4.7: Resultado da simulação e valores reais de junho de 2020. Centrais a carvão.	59
Figura 4.8: Resultado da simulação e valores reais de junho de 2020. Centrais a gás.	59

Figura 4.9: Resultado da simulação e valores reais de junho de 2020. Centrais hídricas.	59
Figura 4.10: Resultado da simulação e valores reais de junho de 2020. Bombagem.	60
Figura 4.11: Resultado da simulação e valores reais de setembro de 2020. Produção térmica.	60
Figura 4.12: Resultado da simulação e valores reais de setembro de 2020. Centrais a carvão.	60
Figura 4.13: Resultado da simulação e valores reais de setembro de 2020. Centrais a gás.	61
Figura 4.14: Resultado da simulação e valores reais de setembro de 2020. Centrais hídricas.	61
Figura 4.15: Resultado da simulação e valores reais de setembro de 2020. Bombagem.	61
Figura 4.16: Resultado da simulação e valores reais de dezembro de 2020. Produção térmica.	62
Figura 4.17: Resultado da simulação e valores reais de dezembro de 2020. Centrais a carvão.	62
Figura 4.18: Resultado da simulação e valores reais de dezembro de 2020. Centrais a gás.	62
Figura 4.19: Resultado da simulação e valores reais de dezembro de 2020. Centrais hídricas.	63
Figura 4.20: Resultado da simulação e valores reais de dezembro de 2020. Bombagem.	63
Figura 5.1: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário base nos meses de janeiro a junho.	73
Figura 5.2: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário base nos meses de julho a dezembro.	74
Figura 5.3: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário central nos meses de janeiro a junho.	77
Figura 5.4: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário central nos meses de julho a dezembro.	78
Figura 5.5: Corte de PRE por cenário com variação de penetração de VEs.	81
Figura 5.6: Emissões específicas por cenário com variação de penetração de VEs.	82
Figura 5.7: Emissões específicas por quilómetro por cenário com variação de penetração de VEs. ...	83
Figura 5.8: Custos específicos por cenário com variação de penetração de VEs.	83
Figura 5.9: Custos específicos por quilómetro por cenário com variação de penetração de VEs.	84
Figura 5.10: Corte de PRE por cenário com variação de IPH.	86
Figura 5.11: Emissões específicas por cenário com variação de IPH.	87
Figura 5.12: Emissões específicas por quilómetro por cenário com variação de IPH.	87
Figura 5.13: Custos específicos por cenário com variação de IPH.	88
Figura 5.14: Custos específicos por quilómetro por cenário com variação de IPH.	88
Figura 5.15: Corte de PRE por cenário com variação de IPS.	90
Figura 5.16: Emissões específicas por cenário com variação de IPS.	91
Figura 5.17: Emissões específicas por quilómetro por cenário com variação de IPS.	91
Figura 5.18: Custos específicos por cenário com variação de IPS.	92
Figura 5.19: Custos específicos por quilómetro por cenário com variação de IPS.	92

Figura 5.20: Corte de PRE por cenário com variação de IPE.....	94
Figura 5.21: Emissões específicas por cenário com variação de IPE.	95
Figura 5.22: Emissões específicas por quilómetro por cenário com variação de IPE.	95
Figura 5.23: Custos específicos por cenário com variação de IPE.	96
Figura 5.24: Custos específicos por quilómetro por cenário com variação de IPE.	96
Figura 5.25: Corte de PRE por cenário com variação de potência eólica instalada.	98
Figura 5.26: Emissões específicas por cenário com variação de potência eólica instalada.....	99
Figura 5.27: Emissões específicas por quilómetro por cenário com variação de potência eólica instalada.	99
Figura 5.28: Custos específicos por cenário com variação de potência eólica instalada.....	100
Figura 5.29: Custos específicos por quilómetro por cenário com variação de potência eólica instalada.	100
Figura 5.30: Corte de PRE por cenário com variação de potência fotovoltaica instalada.....	102
Figura 5.31: Emissões específicas por cenário com variação de potência fotovoltaica instalada.	103
Figura 5.32: Emissões específicas por quilómetro por cenário com variação de potência fotovoltaica instalada.	103
Figura 5.33: Custos específicos por cenário com variação de potência fotovoltaica instalada.	104
Figura 5.34: Custos específicos por quilómetro por cenário com variação de potência fotovoltaica instalada.	104
Figura A.1: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE+50% nos meses de janeiro a junho.	117
Figura A.2: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE+50% nos meses de julho a dezembro.	118
Figura A.3: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE+25% nos meses de janeiro a junho.	119
Figura A.4: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE+25% nos meses de julho a dezembro.	120
Figura A.5: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE-25% nos meses de janeiro a junho.	121
Figura A.6: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE-25% nos meses de julho a dezembro.	122
Figura A.7: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE-50% nos meses de janeiro a junho.	123
Figura A.8: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE-50% nos meses de julho a dezembro.	124

Figura A.9: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPH_1,3 nos meses de janeiro a junho.	125
Figura A.10: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPH_1,3 nos meses de julho a dezembro.	126
Figura A.11: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPH_0,7 nos meses de janeiro a junho.	127
Figura A.12: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPH_0,7 nos meses de julho a dezembro.	128
Figura A.13: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPS_1,1 nos meses de janeiro a junho.	129
Figura A.14: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPS_1,1 nos meses de julho a dezembro.	130
Figura A.15: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPS_0,9 nos meses de janeiro a junho.	131
Figura A.16: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPS_0,9 nos meses de julho a dezembro.	132
Figura A.17: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPE_1,1 nos meses de janeiro a junho.	133
Figura A.18: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPE_1,1 nos meses de julho a dezembro.	134
Figura A.19: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPE_0,9 nos meses de janeiro a junho.	135
Figura A.20: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPE_0,9 nos meses de julho a dezembro.	136
Figura A.21: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_EOL+25% nos meses de janeiro a junho.	137
Figura A.22: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_EOL+25% nos meses de julho a dezembro.	138
Figura A.23: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_EOL-25% nos meses de janeiro a junho.	139
Figura A.24: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_EOL-25% nos meses de julho a dezembro.	140
Figura A.25: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_FV+25% nos meses de janeiro a junho.	141

Figura A.26: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_FV+25% nos meses de julho a dezembro.....	142
Figura A.27: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_FV-25% nos meses de janeiro a junho.	143
Figura A.28: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_FV-25% nos meses de julho a dezembro.....	144

Lista de Siglas e Acrónimos

ACAP	Associação Automóvel de Portugal
API 2	Índice de preço do carvão com poder calorífico de 6.000 kcal/kg quando entregues no território de Amesterdão, Roterdão e Antuérpia
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CG	Comissionamento de grupos
CP	Piloto de controlo
CCS	<i>‘Combined Charging System’</i>
DE	Despacho económico
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fontes de Energia Renovável
ICCB	<i>‘In-Cable Control Box’</i>
IPE	Índice de produtibilidade eólica
IPH	Índice de produtibilidade hídrica
IPS	Índice de produtibilidade solar
MCI	Motor de combustão interna
ME	Motor elétrico
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
ORD	Operador da Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte
PNEC 2030	Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030
PRE	Produção em regime especial
PRO	Produção em regime ordinário
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNC 2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SEP	Sistema Elétrico Português
TTF	<i>Title Transfer Facility</i>
UVE	Associação de Utilizadores de Veículos Elétricos

VE	Veículo elétrico
VEB	Veículo elétrico a bateria
VEH	Veículo elétrico híbrido
VEHP	Veículo elétrico híbrido <i>plug-in</i>
V2G	<i>Vehicle to Grid</i>

Lista de símbolos e variáveis

δt	Intervalo de tempo	[h]
η_{PH}	Eficiência do ciclo de bombagem	[%]
$E_H(t)$	Energia armazenada na unidade hídrica de albufeira num determinado momento t	[MWh]
E_{Hinf}	Afluência	[MWh]
E_{HMax}	Limite máximo de energia armazenada na central hídrica	[MWh]
E_{HMin}	Limite mínimo de energia armazenada na central hídrica	[MWh]
E_{HFIn}	Energia inicial da albufeira	[MWh]
E_{HIni}	Energia final da albufeira	[MWh]
$E_{PH}(t)$	Energia armazenada na unidade num determinado tempo t	[MWh]
E_{PHMax}	Nível máximo admissível para a energia armazenada na unidade	[MWh]
E_{PHMin}	Nível mínimo admissível para a energia armazenada na unidade	[MWh]
$E_{PH_{afl}}$	Energia que corresponde à afluência num determinado tempo t	[MWh]
E_{PHFin}	Nível de energia final	[MWh]
E_{PHIni}	Nível de energia inicial	[MWh]
$E_{VE}(t)$	Energia armazenada na bateria dos VEs num determinado instante t	[MWh]
E_{VEMax}	Nível máximo admissível para a energia armazenada na bateria de VEs	[MWh]
E_{VEMin}	Nível mínimo admissível para a energia armazenada na bateria de VEs	[MWh]
E_{VEFin}	Nível de energia final da bateria	[MWh]
E_{VEIni}	Nível de energia inicial da bateria	[MWh]
P_{Max}^j	Potência de saída máxima da unidade térmica j	[MW]
P_{Min}^j	Potência de saída mínima da unidade térmica j	[MW]
P_{descer}^j	Taxa de variação da potência a descer da potência da unidade térmica j	[MW/h]
P_{subir}^j	Taxa de variação da potência a subir da potência da unidade térmica j	[MW/h]
$P^j(t)$	Potência gerada pela unidade térmica j no momento t	[MW]
$P_H(t)$	Potência gerada pela unidade hidroelétrica de albufeira no tempo t	[MW]
P_{HMax}	Potência máxima	[MW]
P_{HMin}	Potência mínima	[MW]
P_{Hsubir}	Potência a subir da unidade hídrica de albufeira	[MW/h]
$P_{Hdescer}$	Potência a descer da unidade hídrica de albufeira	[MW/h]
$P_{PH}(t)$	Potência gerada pela unidade hidroelétrica de albufeira com bombagem no tempo t	[MW]
$P_{PHp}(t)$	Potência necessária para efetuar a bombagem num determinado tempo t	[MW]
P_{PHMax}	Potência máxima da unidade hidroelétrica de albufeira com bombagem	[MW]
P_{PHMin}	Potência mínima da unidade hidroelétrica de albufeira com bombagem	[MW]
$P_{PHsubir}$	Potência a subir da unidade hídrica de albufeira	[MW/h]
$P_{PHdescer}$	Potência a descer da unidade hídrica de albufeira	[MW/h]

$P_L(t)$	Carga referida à geração	[MW]
$P_R(t)$	Geração hídrica de fio de água e da geração em regime especial	[MW]
$P_{RC}(t)$	Eventual corte renovável num determinado momento t	[MW]
$P_{RES}(t)$	representa a potência de reserva exigida	[MW]
$P_{VE}(t)$	Potência de carga da bateria do VEs num determinado tempo t	[MW]
$P_{VEMax}(t)$	Potência de carga máxima admissível da bateria do VE num determinado tempo t	[MW]
$P_{VEsubir}$	Potência a subir considerada para a carga da bateria do VE	[MW/h]
$P_{VEdescer}$	Potência a descer considerada para a carga da bateria do VE	[MW/h]
$P_{VEcarga}(t)$	Consumo dos VEs num determinado tempo t	[MW]
$u^H(t)$	Variável binária que indica se uma determinada unidade está a ser considerada na reserva girante	
$u^j(t)$	Variável binária que indica se uma determinada unidade está a ser considerada na reserva girante	
$u^{PH}(t)$	Variável binária que indica se a unidade está a gerar energia num determinado tempo t	
$u^{PHp}(t)$	Variável binária que indica se a unidade está a bombar num determinado tempo t	

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo descreve-se o enquadramento e apresentam-se os objetivos desta tese assim como a sua estrutura.

1 Introdução

1.1 Enquadramento/motivação

Os impactos da poluição por emissões de gases de efeito de estufa são cada mais visíveis no dia a dia. Os gases de efeito de estufa aquecem o clima global e levam a mudanças na atmosfera, na terra e nos oceanos. Estas mudanças têm impactos nas pessoas, nas sociedades e no meio ambiente. Como tal é urgente tomar medidas que reduzam as emissões destes gases para evitar consequências nas gerações presentes e futuras.

Em Portugal, várias medidas já foram anunciadas no Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, RNC 2050, para reduzir as emissões de gases de efeito de estufa. A aposta na mobilidade elétrica e uma menor dependência na geração de energia através combustíveis fósseis são algumas das medidas.

A penetração dos veículos elétricos (VEs) na sociedade trará benefícios para a redução de emissões de gases de efeito de estufa, mas também um conjunto de desafios especialmente para o sistema elétrico português (SEP). A previsão do RNC 2050 é que 36% de todos os veículos ligeiros serão elétricos. Esta previsão revela que existirão milhões de VEs nas estradas portuguesas.

Esta penetração trará impactos em termos de geração e adequação da rede. A procura adicional de energia por parte dos VEs irá afetar o mix de geração e por sua vez os custos e as emissões associadas ao fornecimento de energia. As consequências dependerão da quota de VEs, mas também da existência de uma gestão da procura de energia dos VEs [1].

O Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte (PDIRT) para 2020-2029 prevê um aumento da capacidade instalada de algumas tecnologias como a hídrica, solar e eólica. O aumento de geração a partir de fontes de energia renovável ajuda a reduzir a pegada energética e reduz as emissões de gases de efeito de estufa. No entanto, a maior parte da geração renovável, à exceção da geração por centrais hidroelétricas de albufeira, é intermitente e não despachável, facto que poderá dificultar a sua integração no sistema e conduzir a eventual necessidade de corte.

O aumento de produção de energia por fontes renováveis é de difícil gestão e previsão devido à sua intermitência o que conjugado com uma maior procura devido à penetração dos VEs elevará a dificuldade da gestão correta dos recursos.

1.2 Objetivos e metodologia

O objetivo da dissertação é quantificar os impactos da penetração dos VEs no SEP. Para tal, recorreu-se a um simulador desenvolvido em GAMS que permite resolver o despacho das centrais térmicas e hídricas de forma a minimizar os custos totais de produção. Com esta previsão pretende-se ter visibilidade sobre os possíveis impactos da penetração dos VEs no ano de 2030.

Para atingir os objetivos propostos utiliza-se uma metodologia baseada no comissionamento de grupos (CG) hídricos e térmicos e ainda na aplicação do despacho económico (DE). O procedimento de otimização, do modelo, aborda simultaneamente os custos de combustível (custos de geração e de arranque) e os custos ambientais incorridos devido à aquisição de licenças de emissão de CO₂. O procedimento de otimização é realizado para todo o ano de operação, de hora em hora, o que permite considerar tanto a dinâmica quanto a sazonalidade do sistema. A metodologia no que concerne aos resultados relativos ao VE usa uma abordagem marginal que compara a geração que seria necessário se os VEs não estivessem presentes com a geração necessária para fornecer a totalidade da carga (incluindo VEs). A partir das diferenças obtidas nos resultados da otimização, esta metodologia permite quantificar as emissões e custos associados à penetração dos VEs em cada um dos cenários considerados.

1.3 Estrutura da dissertação

Esta dissertação está dividida em seis capítulos e um apêndice.

No capítulo 1 efetua-se um enquadramento da dissertação onde se identificam os temas a serem abordados e são definidos os objetivos a alcançar.

No capítulo 2 apresenta-se o estado da arte. Neste capítulo abordam-se os VEs, os modos de carregamento, as marcas existentes e a penetração no mercado português. Analisam-se também alguns impactos desta penetração no sistema elétrico e os impactos ambientais. Apresentam-se ainda algumas metodologias para contabilizar as emissões de CO₂ dos VEs.

No capítulo 3 caracterizam-se o SEP e a frota de veículos ligeiros em Portugal.

O capítulo 4 contempla a descrição da metodologia, das restrições existentes no simulador desenvolvido em GAMS e ainda a validação do modelo para o ano 2020. Neste capítulo comparam-se os resultados obtidos pelo simulador para o DE com os dados reais medidos pelo operador de rede, Redes Energéticas Nacionais (REN).

No capítulo 5 descrevem-se os cenários considerados nas simulações para o ano de 2030 e apresentam-se os resultados obtidos.

O capítulo 6 apresenta as conclusões finais e as sugestões de trabalho para o futuro.

Capítulo 2

Estado de Arte

Neste capítulo apresenta-se uma análise a alguns estudos existentes sobre os veículos elétricos e ainda sobre o impacto da sua integração em sistemas elétricos. A análise tem especial foco na tecnologia existente, na evolução da procura dos VEs, no impacto da sua integração e nas emissões associadas.

2 Estado de Arte

2.1 Veículos elétricos

A mobilidade é uma necessidade básica na sociedade. Desde sempre que as populações procuram soluções para se movimentarem mais rapidamente e comodamente. Dentro desta procura vários meios de transporte foram desenvolvidos e introduzidos na mobilidade das populações. Destacam-se duas possibilidades de transporte, o público e o individual. O transporte público permite a deslocação em massa das populações e evita o transporte individual o que se traduz em menor poluição em determinadas tecnologias como o comboio e o metro. Dentro do transporte individual a procura por soluções levou a que os VEs surgissem na sociedade há mais de um século. Estes surgiram quando apareceu o primeiro motor elétrico (ME) que foi aplicado a um modelo de veículo, no entanto a limitação da bateria trouxe complicações à sua utilização como um modelo fiável. Apesar de uma certa evolução da tecnologia da bateria, o VE não conseguiu sobreviver à imposição dos veículos com um motor de combustão interna (MCI) devido ao aperfeiçoamento destes, nomeadamente o arranque automático e à produção em cadeia a qual tornou o preço bastante atrativo.

Os motores elétricos são fiáveis e não apresentam emissões de gases de combustão, no entanto a sua praticidade quando conjugada com a mobilidade foi posta em causa desde cedo devido à falta de uma solução viável de fornecer energia elétrica constante.

Com a evolução da tecnologia e das soluções de armazenamento de energia, os VEs estão em voga novamente. O impacto das emissões de gases de combustão no meio ambiente está a promover a utilização de tecnologias mais limpas e com menos emissões.

2.1.1 Tipos de veículos elétricos

Nesta seção referem-se resumidamente as características dos vários tipos de VEs.

2.1.1.1 Veículo elétrico híbrido

Esta variante de VEs combina a utilização de um MCI com um ME.

Os veículos híbridos não plug-in são dotados de baterias de reduzida capacidade e apenas possibilitam o carregamento das suas baterias quando estão em movimento pelo que necessitam do MCI para se movimentarem. O carregamento das baterias ocorre durante a operação de travagem que, devido à tecnologia empregue possibilita que a energia gerada pelo motor seja acumulada nas baterias em vez de ser dissipada (travagem regenerativa) [2].

2.1.1.2 Veículo elétrico híbrido *plug-in*

Esta variante de VEs é semelhante à variante não *plug-in*. No entanto, os veículos híbridos *plug-in* são equipados com baterias de maior capacidade e permitem o carregamento a partir da rede possibilitando deste modo uma condução apenas em modo elétrico, por combustão ou ambos. O ME é utilizado especialmente em baixas rotações onde o MCI não é tão eficiente.

Apesar de poderem trabalhar apenas em modo elétrico, a sua autonomia neste modo é reduzida, mas podem ser uma alternativa para quem faz poucos quilómetros em meio urbano [3]. Um estudo efetuado refere que os automobilistas portugueses, que responderam, fazem menos de 46 km por dia o que significa que o modo elétrico pode representar uma alternativa para efetuar estes percursos visto que algumas marcas já anunciam autonomias de 50 km dependendo do modo de condução, da velocidade e da temperatura ambiente [4].

2.1.1.3 Veículo elétrico a bateria

Os VEs utilizam a bateria para armazenar a energia necessária para o funcionamento do veículo. Os VEs têm alguma flexibilidade nas configurações de motorização, podem ter um motor para movimentar o eixo dianteiro ou traseiro, ou dois motores um para cada eixo ou ambos no mesmo eixo, ou ainda ter um motor por roda.

As baterias podem ser carregadas por fonte externa ou ainda por travagem regenerativa.

Na Figura 2.1 demonstra a estrutura das diferentes tecnologias de VE existentes.

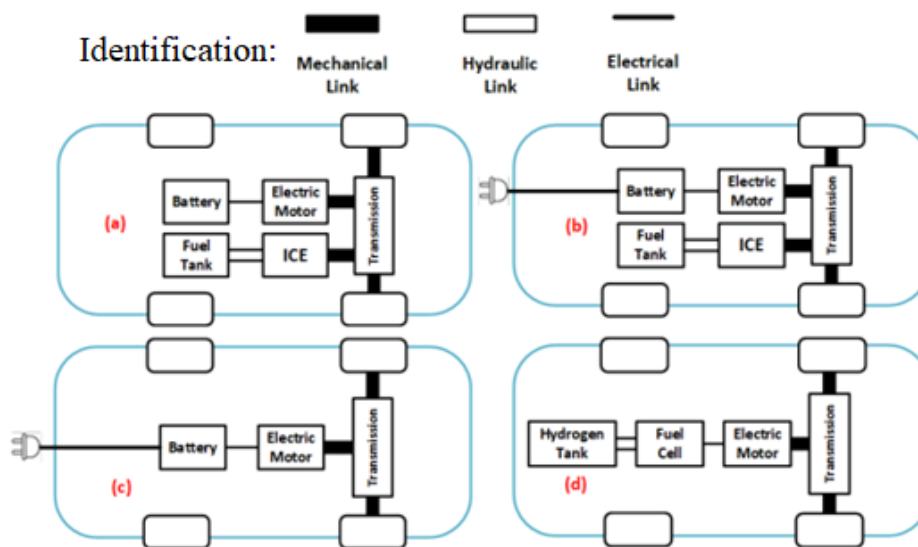


Figura 2.1: Exemplo de estrutura das diferentes tecnologias de VE. (a) Veículo elétrico híbrido (VEH); (b) VEH *plug-in*; (c) VE; (d) VE com célula de combustível (VECC). Adaptado de [5].

2.1.2 Modos de carregamento

De acordo com a IEC 61851-1 existem quatro modos de carregamento. Estes modos têm especificações diferentes. Nesta secção detalham-se alguns aspetos técnicos e considerações gerais destes modos de carregamento.

2.1.2.1 Modo 1

No modo 1 o carregamento é efetuado através de um cabo que liga o veículo a uma tomada comum, denominada Schuko, de uma rede residencial, de corrente alternada (CA), sem qualquer outro requisito. Este é o modo mais simples e não necessita de conector específico. É considerado carregamento lento e de baixa potência, com uma corrente máxima de 16 A por fase (3,7 kW – 11 kW) [6].



Figura 2.2: Carregamento modo 1. Adaptado de [7].

2.1.2.2 Modo 2

O modo 2 também é considerado um carregamento lento e também não necessita de um conector específico. O carregamento também é efetuado através de um cabo que liga o veículo a uma tomada comum, denominada Schuko, que está ligada a uma rede residencial de CA. Neste modo, é necessário um cabo já com a função de piloto de controlo (CP) e proteções adicionais no circuito de alimentação devido ao aumento de potência. Normalmente estes requisitos adicionais estão inseridos dentro dum cabo específico de carregamento denominado ICCB (In-Cable Control Box). A potência é superior ao modo 1, com uma corrente máxima de 32 A por fase (3,7 kW – 22 kW) [6].

A Figura 2.3 mostra o carregamento em modo 2 recorrendo à ICCB com a função de piloto de controlo.

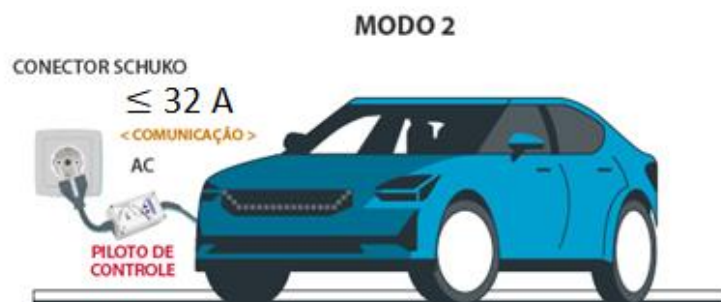


Figura 2.3: Modo de carregamento 2. Adaptado de [7].

2.1.2.3 Modo 3

O modo 3 já é considerado um carregamento semirrápido que necessita de um posto de carregamento, normalmente referido por Wallbox e também de um cabo e conector específico. O conector será do tipo 1 (SAE J1772) ou tipo 2 (IEC 62196-2) consoante a norma preconizada do fabricante do veículo. O carregamento em modo 3 é indicado para híbridos plug-in ou VEs e pode ser efetuado numa rede monofásica ou trifásica, em CA, consoante a especificação do veículo. Neste caso, a potência estará limitada pelo cabo e conector utilizados [6], [7]. Este modo permite um carregamento com uma corrente máxima de 80 A por fase (22 kW – 43 kW) [6].

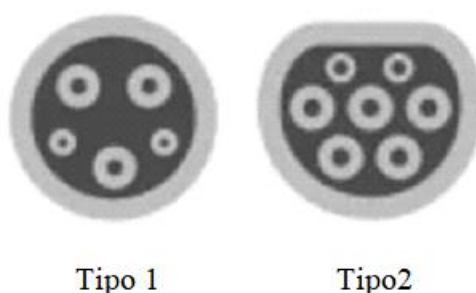


Figura 2.4: Conector tipo 1 e 2. Adaptado de [8].

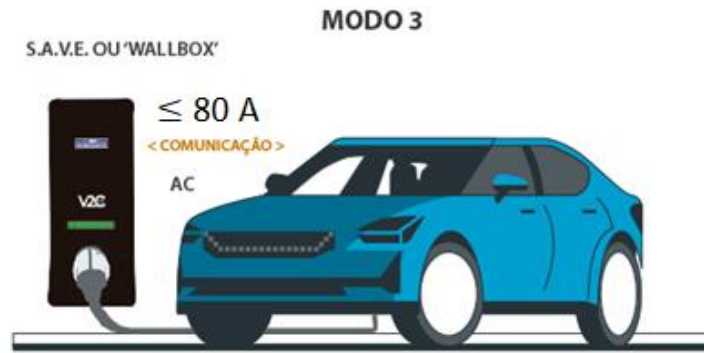


Figura 2.5: Modo de carregamento 3. Adaptado de [7].

2.1.2.4 Modo 4

O modo 4 é um carregamento que difere dos restantes devido ao facto de ser efetuado em Corrente Contínua (CC). Este carregamento já é considerado um carregamento rápido e necessita de um posto de carregamento fixo, com um cabo e conector específico denominado Combined Charging System (CCS) ou CHAdeMO. O sistema CCS é o padrão do mercado Europeu e Norte Americano, enquanto que CHAdeMO é do mercado japonês.

Tendo em conta os níveis de potência envolvidos nestes carregamentos rápidos é necessário um maior investimento no desenvolvimento de toda a infraestrutura [6] [7].



Figura 2.6: Modo de carregamento 4. Adaptado de [7].

2.1.3 Estratégias de carregamento

A evolução da penetração de VEs traz desafios a nível da geração, transporte e distribuição devido à carga adicional provocada pelo carregamento das baterias destes veículos. De forma a acomodar adequadamente esta carga adicional e evitar um pico de consumo em horários de ponta existem vários estudos que sugerem diferentes abordagens para resolver este desafio.

Um estudo debruçou-se sobre uma rede de carregamento controlada onde existiam vários controladores locais que recolhiam o tempo de utilização do carregamento para minimizar o pico de consumo no sistema de distribuição. A informação recolhida era enviada para o controlador central que geria e coordenava o carregamento em cada local permitindo o desfasamento da utilização em cada local [9].

Outro estudo indica que caso os carregamentos sejam controlados não só reduzem o pico como resolvem problemas de baixa utilização de energia renovável e podem trazer efeitos positivos para a operação segura e estável da rede elétrica [10].

Outra publicação refere que o carregamento não controlado, em alguns casos, com uma penetração baixa de VEs consegue ser viável dependendo da capacidade e topologia da rede. Referem ainda que o carregamento não controlado em larga escala traz consequências para a rede, tal como perdas acrescidas [11].

2.1.3.1 Carregamento não controlado

Existem perfis de carregamento dos VEs que consoante a sua aplicação têm efeitos negativos ou positivos nos sistemas de distribuição.

O carregamento não controlado ocorre quando todos os VEs podem ser carregados em qualquer altura do dia ou noite sem nenhuma restrição. Normalmente o seu início coincide com o regresso a casa e os VEs começam a carregar durante horas de pico ou de ponta, sendo a carga adicional dos VEs acrescentada às elevadas cargas existentes nestes horários, facto que poderá originar a sobrecarga dos componentes [12].

2.1.3.2 Carregamento controlado

O carregamento controlado ocorre quando a carga adicional originada pelos VEs no sistema elétrico é desfasada do pico de consumo. Este desfasamento permite evitar a sobrecarga dos componentes ou outras consequências a nível da qualidade da rede elétrica, como perdas ou variação de tensão.

2.1.4 Penetração de VEs no mercado português

O parque automóvel em Portugal tem sofrido algumas mudanças nos últimos anos com a introdução de veículos que não utilizam exclusivamente combustíveis fósseis. Nesta secção, analisa-se o aumento do parque de VEs durante os últimos anos, as previsões quanto à sua evolução futura, assim como os modelos existentes no mercado.

A Associação Automóvel de Portugal (ACAP), publica periodicamente as vendas de automóveis ligeiros de passageiros em Portugal [13]. De acordo com os dados publicados na Figura 2.7 encontram-se representadas as vendas de veículos movidos a energias alternativas e pode verificar-se a evolução das vendas dos VEs sendo de notar que em 2018 aumentaram consideravelmente em relação aos anos anteriores.

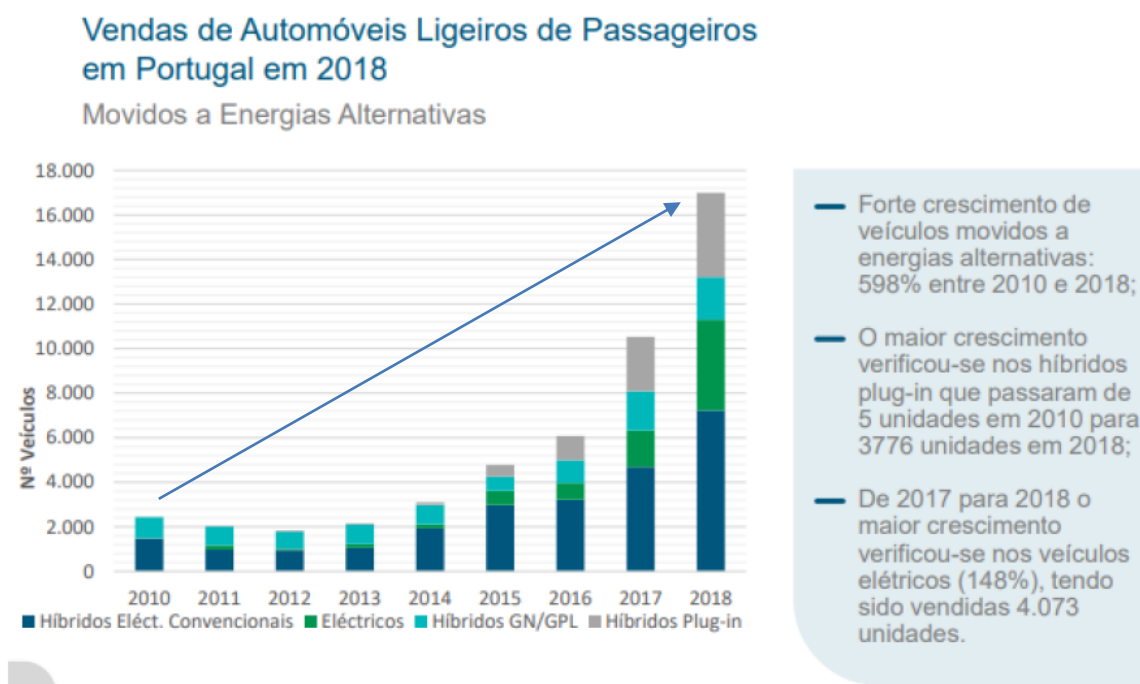


Figura 2.7: Evolução das vendas de automóveis movidos a energias alternativas. Adaptado de [13].

Mais recentemente a Associação de Utilizadores de Veículos Eléctricos (UVE), apresentou a evolução da venda de VEs em Portugal durante o ano de 2019, 2020 e de 2021 [14]. Na Figura 2.8, verifica-se que a venda de VEs nos meses iniciais de 2021 decresceu em comparação com o ano anterior. Isto pode ser explicado pela crise provocada no sector automóvel pela pandemia de COVID-19, causada pela disseminação do novo coronavírus SARS-Cov-2. No entanto, no final do ano notou-se um crescimento acentuado das vendas de VEs.

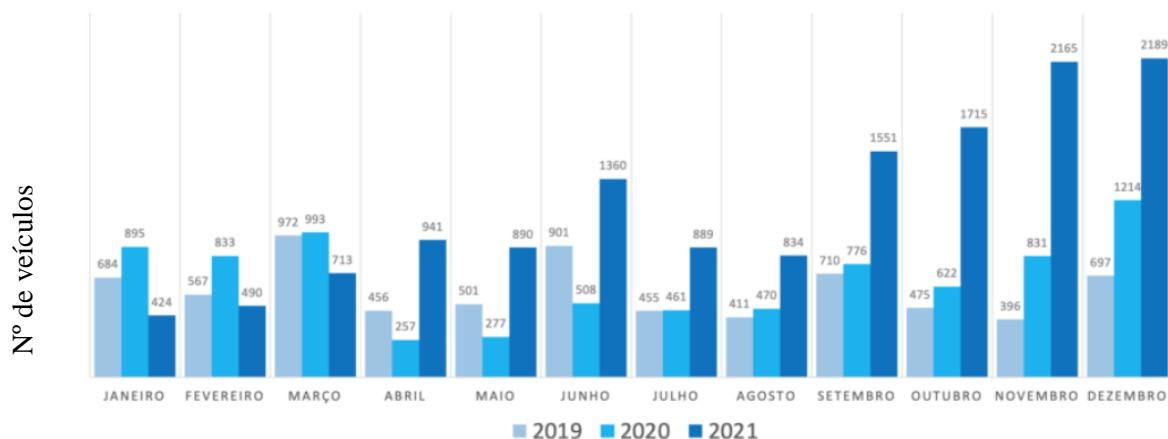


Figura 2.8: Venda de VEs nos anos 2019, 2020 e 2021. Adaptado de [14].

O governo português, no PNEC 2030, prevê ainda que em 2030, um terço das vendas de veículos ligeiros seja de VEs [15]. A nível da estratégia de longo termo do RNC 2050 prevê-se também um aumento do consumo de energia, em especial renovável, devido ao acréscimo de VEs que se espera que venham a estar cada vez mais presentes nas estradas portuguesas [16].

2.1.5 Marcas e modelos de VEs existentes em Portugal

De acordo com a UVE, as marcas mais vendidas em Portugal no ano de 2021 estão listadas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Marcas mais vendidas de VEs ligeiros mais vendidos em 2021 [14].

Marca	Nº de VEs
TESLA	1.612
PEUGEOT	1.545
RENAULT	1.182
HYUNDAI	1.111
NISSAN	1.087

Ainda de acordo com a UVE, as marcas mais vendidas em Portugal no mês de dezembro de 2021 estão listadas na Tabela 2.2.

Tabela 2.2: VEs ligeiros mais vendidos, em dezembro de 2021 [14].

Marca	Nº de VEs vendidos
RENAULT	280
TESLA	265
KIA	210
PEUGEOT	194
HYUNDAI	130

Na Tabela 2.3 detalham-se algumas características e preço relativamente a algumas marcas e modelos existentes no mercado.

Tabela 2.3: Marcas e modelos de VEs (Retirado dos sites dos fabricantes).

Marca	Modelo	Capacidade (kWh)	Autonomia máxima (km)	Preço (€)
Nissan	Leaf e Leaf+	40 ou 62	284 ou 396	A partir de 32.900,00
Peugeot	e-208	50	362	A partir de 33.320,00
Tesla	Model 3	82	491	A partir de 44.990,00
	Model S	100	634	A partir de 116.990,00
	Model X	95	576	A partir de 125.990,00
Volkswagen	ID.3	58 ou 77	542 para 77 kWh	A partir de 44.909,00
	ID.4	52 ou 77	520 para 77 kWh	A partir de 43.720,00
Renault	Zoe	52	395	A partir de 35.150,00
Audi Q8	e-tron	106	578	A partir de 79.842,00
Kia	e-Niro	39,2 ou 64	405 ou 615	A partir de 34.850,00
BMW	i3	38	260	A partir de 42.100,00
Opel	Corsa-e	50	359	A partir de 33.375,00
Jaguar	i-Pace	90	470	A partir de 96.456,50
Mercedes-Benz	EQE	90	626	A partir de 76.900,00

Cada vez há mais marcas a apostar no desenvolvimento de VEs e a ter no seu portfólio soluções de VEs. Um conjunto de marcas também já anunciaram que vão deixar de produzir veículos com MCI e garantir a sua transição para VEs [17].

2.2 Impactos da penetração dos VEs no sistema elétrico

Hoje em dia, existem vários estudos que apontam a necessidade de uma mudança na forma como a mobilidade baseada nos combustíveis fósseis é encarada. A necessidade de reduzir a dependência destas matérias-primas, bem como as emissões de gases de efeito de estufa e o facto de existirem empresas que decidiram apostar em novas tecnologias aceleraram o investimento e o desenvolvimento de novas soluções [18].

Com o objetivo de atingir a neutralidade carbónica, em Portugal, em 2050, o PNEC 2030 já traça metas de redução dos gases de efeito de estufa, na ordem dos 45% a 55% em relação aos níveis de 2005, bem como para o aumento da utilização das renováveis nos transportes para 20% [15].

Os VEs apresentam-se atualmente como uma alternativa com grande potencial, para ajudar a atingir as metas necessárias de redução dos gases de efeito de estufa, tendo em conta os avanços na tecnologia das baterias e dos vários modelos que estão a surgir [18]. No entanto, o consumo extra do carregamento das baterias dos VEs devido à sua integração no sistema elétrico irá trazer vários desafios e acima de tudo impactar a operação do sistema elétrico.

Como consequência à crescente procura de energia elétrica, provocada pela penetração dos VEs, podem surgir vários impactos ao nível da qualidade da energia, os quais podem ser mais ou menos significativos consoante o nível de penetração.

Tendo em conta a importância deste tema, há vários autores que abordam esta temática sendo vários os fatores que são referidos nos estudos, como fundamentais para avaliar o impacto dos VEs no sistema elétrico.

De acordo com [19], um aumento de procura de energia elétrica pode resultar em problemas para o sistema elétrico, como por exemplo, sobrecarga da infraestrutura. Vários cenários são traçados para analisar as consequências da penetração dos VEs no sistema elétrico, entre os quais o carregamento controlado e não controlado. Estima-se ainda que, em 2025, existam, a nível mundial, 12 milhões de VE a exercer pressão sobre os sistemas elétricos existentes.

De um estudo realizado [20] em Findhorn, Moray, na Escócia, sobre o carregamento controlado e não controlado foi concluído que com o carregamento não controlado, que ocorre quando todos os VEs podem ser carregados em qualquer altura durante o dia ou noite sem qualquer restrição, haveria uma sobreposição do pico de consumo normal com o carregamento dos VEs.

Na Figura 2.9, é possível observar a coincidência entre os dois picos.

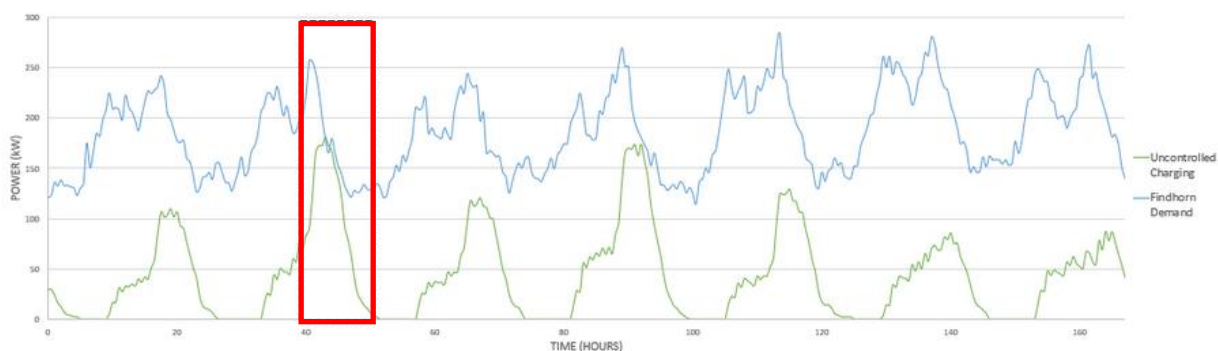


Figura 2.9: Consumo da vila de Findhorn vs. carregamento não controlado. Adaptado de [20].

Verificou-se que na situação de carregamento não controlado o pico do consumo total passou de 250 kW para cima de 400 kW. Este acréscimo de consumo coincidente com a procura normal da cidade representa um desafio tendo em conta os custos acrescidos especialmente em horário de pico, devido ao preço da importação de energia da rede nacional inglesa e à disponibilidade dos operadores para garantirem os picos repentinos a preços superiores aos praticados no mercado normal.

Feita esta análise adotaram-se medidas para desfasar o consumo, aplicaram o carregamento controlado através da introdução de um horário em que poderiam carregar os VEs sem impactar o pico de procura normal da cidade.

Na Figura 2.10, é possível verificar que com o desfaseamento imposto os picos já não são coincidentes, o que permite reduzir o pico total e ser financeiramente mais competitivo e ainda reduzir a sobrecarga no sistema elétrico. Com esta transição da carga dos VEs para um horário de vazio a cidade conseguiu reduzir os custos de importação de energia.

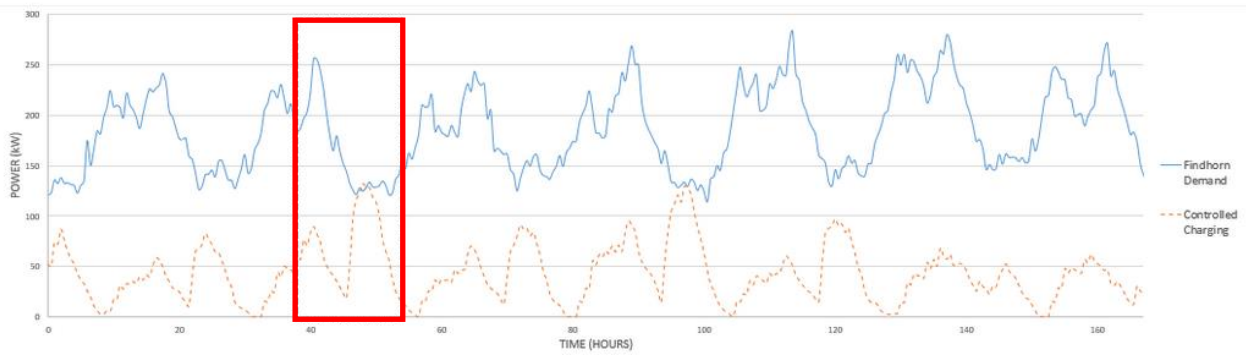


Figura 2.10: Consumo da cidade de Findhorn vs. carregamento controlado. Adaptado de [20].

Outro estudo sobre os impactos positivos e negativos da penetração de VEs no sistema elétrico [5], foca-se nos aspetos negativos que advêm do carregamento não controlado e os impactos positivos que o carregamento controlado pode trazer para o sistema elétrico. De acordo com o estudo o carregamento não controlado pode aumentar o pico do consumo, mas também pode causar desvio de tensão para limites não aceitáveis, desequilíbrio de fase devido à utilização de carregadores monofásicos, aumento da distorção harmónica e ainda sobrecarga dos equipamentos do sistema de energia, assim como um aumento das perdas.

Ainda de acordo com este estudo, a tecnologia *Vehicle-to-grid* (V2G), que permite a existência de bidirecionalidade entre o VE e a rede, é vista como uma possível ajuda ao sistema elétrico porque poderá funcionar como um regulador de tensão e de frequência, capaz de compensar a energia reativa e de melhorar a qualidade da energia elétrica.

Um estudo de 2016 conduzido pela Universidade de Tecnologia de Eindhoven [21] analisou o impacto da tecnologia V2G em relação à crescente penetração de energias renováveis, especialmente de energia eólica. Tendo em conta a imprevisibilidade das unidades de energia renovável especialmente quando considerado o DE e o CG, os autores fizeram uma análise sobre a penetração da energia eólica no sistema elétrico e verificaram que uma grande penetração de VEs a bateria pode trazer flexibilidade quando conjugado com o carregamento e descarregamento controlado. Referem também que é possível reduzir o nível de emissões com a conjugação da tecnologia V2G e um CG inteligente, assim como reduzir custos de produção e de armazenamento de energia.

Um artigo técnico de 2012 conduzido pela *Electricité de France* [18], indica que a integração dos VEs deve ser considerada de país para país tendo em conta que os seus sistemas elétricos não são iguais e podem existir impactos diferentes. Como tal, devem ser tomadas medidas individuais para cada realidade. No entanto, refere alguns impactos a ter em conta como o aumento da produção das centrais de produção para colmatar a procura, a sobrecarga na rede de transporte, a capacidade das redes de distribuição, com a possibilidade de problemas de sobrecarga e de

tensão, e ainda o aumento da potência instalada no consumidor final. Este artigo vê oportunidades e desafios na possibilidade de utilização da tecnologia V2G, dado que os VEs passam a maior parte do tempo parados e com carga nas suas baterias, podendo ser usados para gerir de forma controlada os picos de consumo e reduzir o impacto da integração de geração de energia renovável no sistema elétrico, como por exemplo, a intermitência do vento.

Apesar da procura adicional de energia elétrica devido à penetração de VEs, o impacto expectável a nível da geração não é severo. No entanto a nível da rede distribuição e transporte será necessário definir um modelo de carregamento controlado que permita alocar e distribuir o pico de consumo dos VEs por horas de vazio ou períodos em que a produção intermitente é mais abundante [18], [22].

De acordo com [23], é expectável que este aumento de consumo traga impactos prejudiciais à rede de distribuição caso não haja uma gestão de forma a minimizar os impactos devido à penetração dos VEs. Se o carregamento não for controlado trará custos adicionais aos distribuidores de energia porque será necessário atualizarem as infraestruturas existentes.

Outros estudos [24], [25], identificaram equipamentos do sistema elétrico que podem sofrer mais com o aumento de procura na ausência de um carregamento controlado. Por exemplo, os transformadores e os cabos das instalações existentes podem ser sobrecarregados o que implica uma redução da sua vida útil. Para além dos equipamentos também as características da rede podem ser impactadas como o perfil de tensão, perdas de potência, desequilíbrio de tensão e corrente, bem como distorção harmónica.

Existem alguns estudos para o caso de penetração de VEs no SEP. Em Peças Lopes et al. [26] foi feita uma avaliação onde consideraram vários níveis de penetração. Este estudo em parte concentrou-se no carregamento não controlado e verificou-se que neste cenário o pico do consumo aumentou. Também foram verificados desvios de tensão para valores de penetração acima dos 10%.

Outro estudo aborda três estratégias de carregamento e o seu impacto no SEP [27]. Os três tipos de carregamento considerados são: não controlado, controlado e ainda o V2G. Tal como nos outros estudos, o carregamento não controlado é referido com uma estratégia errada devido aos problemas que pode causar no sistema elétrico decorrente do pico de procura. O carregamento controlado permite ajustar a procura à disponibilidade no sistema elétrico. O estudo refere ainda que o V2G é uma boa estratégia para fazer face à penetração da energia renovável tendo em conta a sua imprevisibilidade.

Neste estudo os autores consideraram 5 níveis de penetração dos VEs e uma distância média diária percorrida de 50km por veículo. Consideram ainda um consumo médio de 200 Wh/km e

assumiram que a máxima penetração de VEs correspondia a 100% do total de veículos ligeiros (4.700.000).

Na Tabela 2.4 é possível verificar os cenários e os resultados obtidos.

Tabela 2.4: Cenários de penetração e consumo dos VEs [27].

Penetração de VEs	Número de VEs	Aumento de consumo	Consumo por ano dos VEs
10%	470.000	3,43%	1,72 TWh
25%	1.175.000	8,60%	4,29 TWh
50%	2.350.000	17,20%	8,60 TWh
75%	3.525.000	25,70%	13,00 TWh
100%	4.700.000	34,30%	17,20 TWh

Os autores fizeram análise aos resultados resumidos na Tabela 2.4 e consideraram que a energia eólica gerada em 2009 era suficiente para garantir o consumo extra de uma penetração de 25%. Concluíram também que como a energia eólica não está sempre disponível, devido à intermitência do vento, as baterias dos VEs poderiam atuar como um sistema de armazenamento de energia para integrar a geração a partir de fontes renováveis e devolver à rede quando houvesse pouca produtividade de energias renováveis.

2.3 Impactos ambientais

Os transportes são responsáveis por quase 30% das emissões de dióxido de carbono na União Europeia [28]. A União Europeia espera atingir a neutralidade carbónica até 2050, e para que isso possa ser atingido foram traçadas metas, no sentido de até 2050, sectores como o da eletricidade, indústria, ambiente, construção, tráfego e transporte, agricultura e uso da terra reduzam o seu impacto no clima.

Os VEs como não emitem diretamente gases de efeito de estufa e as tecnologias que o integram estarem a evoluir, como por exemplo as baterias, pelo que estão a tornar-se numa alternativa cada vez mais viável para atingir as metas necessárias. Em relação aos veículos híbridos, estes ainda emitem gases de efeito de estufa devido à combinação das duas tecnologias, MCI e VE, no entanto podem reduzir as emissões tendo em conta que utilizam o motor elétrico nas situações de arranque ou em pequenos percursos.

O facto de os VEs não emitirem gases não significa que não haja transferência desta emissão de gases para os locais de geração.

Um estudo de 2011 efetuado nos Estados Unidos [29], analisou o impacto que teria a substituição de todos os veículos ligeiros movidos a MCI por VEs e concluiu que não seria suficiente para atingir as metas necessárias até 2050. Os autores chegaram à conclusão, em 2011, que seria necessário que a tecnologia das baterias evoluísse bastante para que os todos veículos que necessitam de maior autonomia pudessem fazer a transição. O estudo refere ainda que não se deve limitar as tecnologias disponíveis para atingir as metas, mas disponibilizá-las em prol do meio ambiente. Seria ainda necessário abolir toda a tecnologia a carvão na geração para atingir as metas.

De acordo com [27], a produção de energia elétrica em Portugal, num ano seco, gera cerca de 510 g de CO₂/kWh e 410 g de CO₂/kWh num ano dito normal. O estudo indica que caso um VE consuma 200 Wh/km produz 82 g de CO₂/kWh num ano normal e 102 g de CO₂/kWh num ano seco, o que comparando com as metas Euro de emissão de CO₂ não se traduz numa grande melhoria. Outro estudo [29] indica que se deve atuar também na geração para atingir a neutralidade carbónica.

Analisando estes estudos é possível perceber que apenas mudar de tecnologia nos transportes não é suficiente para garantir a redução necessária da emissão de gases de estufa e é necessário atuar também na geração. No entanto, a transição na geração também acarreta riscos devido à intermitência dos recursos, como o sol e o vento. É necessário considerar a implementação a larga escala do carregamento controlado e da tecnologia V2G.

2.4 Integração da energia renovável

Como já referido, a transição da geração para tecnologias mais limpas é necessária de forma a ser possível atingir as metas para a descarbonização. Assim sendo, o mix de geração atual sofrerá modificações a médio longo prazo para ser possível atingi-las. No entanto, esta mudança trará algumas dificuldades e desafios.

De acordo com [30], as fontes de energia renovável (FER) normalmente têm a função de complementar as fontes de origem fóssil, como por exemplo, o carvão e gás natural, e o nuclear. As FER para além de normalmente estarem afastadas dos centros urbanos, o que pode aumentar o investimento em infraestruturas, trazem ainda outros desafios como a sua intermitência, já referida anteriormente, e ainda podem afetar parâmetros, como a tensão e frequência, que podem prejudicar o funcionamento do sistema elétrico.

Uma tese de 2015 [1], sugere que deve haver uma gestão do lado da procura e que são necessários sistemas de armazenamento para resolver o problema da intermitência das FER e garantir que a carga tem sempre correspondência por parte da geração. Sugere ainda que os VEs podem usar as suas baterias para achatar o pico da procura e aproveitar as FER quando há maior abundância. Outro ponto identificado é o facto da tecnologia V2G ainda ser muito recente e que apesar de ser referida como uma alternativa para uma melhor gestão entre carga e geração ainda não deverá ser implementada a curto médio prazo.

Outro estudo conduzido em 2013 [31] analisou a complementaridade entre a penetração de VEs e uma grande penetração de energia renovável de origem solar no ano de 2050 em Portugal. Os autores consideraram que a frota de VEs no ano de 2050 será perto de 2,5 milhões de veículos, ou seja 40% da frota de veículos ligeiros, e terá um papel muito importante porque poderá garantir um armazenamento em larga escala tendo em conta a potência instalada de energia solar. Concluem também que a penetração de energias renováveis só faz sentido até certo nível porque grande parte pode não ser absorvida ou não ter correspondência a nível de consumo na altura em que há em maior abundância, especialmente a energia solar que conta com uma janela diária relativamente curta.

2.5 Metodologias para a contabilização das emissões de CO₂ do VE

Existem vários estudos que abordam diferentes metodologias para aferir as emissões de CO₂ relacionadas com a penetração dos VEs no sistema elétrico.

Um estudo de 2015 [32] abordou quatro metodologias para avaliar as emissões de CO₂ na Alemanha no ano de 2030. As quatro metodologias são o mix médio anual, o mix médio dependente do tempo, o mix de eletricidade marginal e por último o equilíbrio de emissões zero. No entanto, na condução do estudo apenas simulou as três primeiras. O mix médio anual é considerado um método simples para avaliar as emissões com base na eletricidade média anual gerada pelo mix. Neste método as emissões causadas para satisfazer a procura total são divididas pela procura total a fim de obter a quantidade de CO₂ emitida por unidade de energia produzida. Posteriormente, este valor é multiplicado pela procura anual de energia dos VEs para calcular as emissões causadas por estes. No caso do mix médio dependente do tempo, este tem em consideração quanta energia é carregada numa determinada hora, ou seja, compara a procura de energia por hora com a energia consumida pelos VEs, desta forma é possível aferir quais as emissões associadas aos VEs. O mix de eletricidade marginal considera que as emissões dos VEs correspondem à diferença entre as emissões do sistema elétrico sem os VEs e as emissões do sistema elétrico com a procura adicional dos VEs. O último método, o equilíbrio de emissões zero ocorre quando uma medida política leva a uma redução de emissões dos VEs de igual ordem

noutro sector, quer isto dizer que idealmente não haveria aumento de emissões com o aumento do consumo adicional dos VEs. Os autores consideram ainda os carregamentos não controlados e controlados. O estudo revelou que os diferentes métodos apresentavam diferentes resultados na aferição do CO₂ emitido para garantir a procura adicional dos VEs. No caso do mix médio anual, assumindo um consumo de 20 kWh/100km, concluiu que por cada VE existiriam emissões na ordem das 58 g CO₂/km para um cenário com uma geração renovável de 60% do total na Alemanha, o que comparativamente com o objetivo para o ano de 2030, tendo em conta a legislação europeia (70 g de CO₂/km) para as emissões dos novos carros de acordo com os autores, está bastante abaixo. As metodologias mix médio dependente do tempo e mix de eletricidade marginal obtiveram emissões mais baixas, 50 g CO₂/km e 76 g CO₂/km respetivamente, com a aplicação de carregamentos controlados. Os autores concluem que é difícil especificar qual o método mais indicado para aferir as emissões causadas pelos VEs e que diferentes métodos resultam em valores díspares, no entanto o método mix médio anual é o método mais prático.

Outro estudo [33], recolheu informação, de toda a frota de veículos, sobre a energia média usada por km, emissões de CO₂ tendo em conta o mix de energia em 2019, e a distância média viajada anualmente de carro em cada país incluído no estudo. Recorrendo a um modelo de previsão dos VEs, baseado numa função de crescimento, conseguiram estimar o crescimento destes até 2035 de forma a prever o aumento das emissões de CO₂ em 2035. Consideram que metade da frota existente, no ano de 2035, é composta por VEs e, no caso de Portugal, concluem que há uma redução de emissões na ordem de 25,8%.

Um estudo de 2018 [34], considera que no mix de eletricidade português, e comparando um veículo com tecnologia MCI com um VE, existe uma redução em média de 2.143 kg CO₂/ano. Considerando ainda uma penetração de um milhão de veículos existe a possibilidade de uma redução anual de 2.143 kTon CO₂/ano.

Dos estudos analisados verificou-se que existem várias metodologias para averiguar as emissões de CO₂ causadas pela penetração de VEs no sistema elétrico, algumas simples e outras mais complexas com várias variáveis a considerar, como o tipo de carregamento, controlado ou não controlado, o mix considerado, com mais ou menos energia renovável.

Capítulo 3

Caraterização do sistema elétrico e dos veículos ligeiros em Portugal

Neste capítulo faz-se uma caracterização do sistema elétrico português em 2020 e uma previsão, com base em dados disponíveis, da evolução esperada no horizonte 2020-2030.

3 Caracterização do sistema elétrico português e dos veículos ligeiros em Portugal

3.1 Estrutura do sistema elétrico português

As bases do Sistema Elétrico Nacional (SEN) começaram a ser desenhadas a partir do ano de 1995 quando surge um pacote legislativo através do Decreto-Lei n.º 182/95. Este Decreto-Lei estabelece as bases da organização do SEN e os princípios que enquadram o exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica.

Ainda em 1995 surge a Entidade Reguladora do Sector Elétrico responsável por regular os sectores da eletricidade. Posteriormente em 2002, a Entidade Reguladora do Sector Elétrico transformou-se em Entidade Reguladora do Serviços Energéticos (ERSE), com esta transformação deu-se o alargamento da regulação ao sector do gás natural. Em 2018, a ERSE tomou sob a sua alçada a regulação do gás de petróleo liquefeito, dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis. A ERSE tem ainda a função de regular a atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica em defesa do interesse público e proteger os direitos e os interesses dos consumidores presentes e futuros [35].

Em 2006, surge outro pacote legislativo, nomeadamente os Decretos-Lei n.º 29/2006 e n.º 172/2006. O Decreto-Lei n.º 29/2006 estabeleceu as bases da organização e do funcionamento do sector da eletricidade em atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade. O Decreto-Lei n.º 172/2006 desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do sistema elétrico nacional aprovados no Decreto-Lei n.º 29/2006. Com a entrada do Decreto-Lei n.º 29/2006, o SEN ficou organizado em quatro sectores, a produção, em regime especial (PRE) e em regime ordinário (PRO), o transporte, a distribuição e o fornecimento.

A PRE consiste na produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) e de produção distribuída. A PRO corresponde às grandes centrais termoelétricas, a partir de gás natural, fuelóleo ou o carvão, e as centrais hidroelétricas.

Entre os pacotes legislativos que moldaram o SEN, surgiu o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) resultado da cooperação entre Portugal e Espanha para a integração dos seus sistemas elétricos.

Existe ainda um operador, REN, responsável pelo bom funcionamento da rede de transporte garantindo as atividades de planeamento, operação, instalação e manutenção, bem como a gestão técnica do sistema elétrico [1].

A nível da distribuição existem vários operadores das redes de distribuição (ORD) que asseguram o trânsito de eletricidade entre a rede nacional de transporte até ao consumidor. Os ORD asseguram ainda a gestão, operação e manutenção da rede, a expansão para novos locais de abastecimento e a manutenção das linhas, postos de transformação e instalações auxiliares, garantindo a qualidade do serviço prestado [36].

Em 2022, surge outro pacote legislativo, o Decreto-Lei nº 15/2022. O Decreto-Lei nº 15/2022 estabelece o funcionamento do SEN que incorpora as disposições relativas ao autoconsumo renovável no revogado Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro. Este modelo de autoconsumo coletivo assenta na associação de consumidores e unidades de produção próximas para partilha de energia [37].

3.2 Sistema elétrico português em 2020

O SEP tem sofrido alterações ao longo do tempo para se adaptar e cumprir as metas de descarbonização assumidas por Portugal, através das várias iniciativas como o Acordo de Paris de 2015.

Para atingir as metas definidas no PNEC 2030, de redução entre 45% a 55% das emissões de gases de efeito de estufa relativamente aos níveis de 2005, as empresas Energias de Portugal, EDP, e Endesa decidiram antecipar o encerramento das suas centrais a carvão, Sines e Pego, respetivamente. Ambas as centrais foram encerradas em 2021 o que fecha um capítulo de produção de energia elétrica recorrendo a combustíveis fósseis em Portugal.

3.2.1 Potência instalada em 2020

A potência total instalada em 2020 era de 20.413 MW e na Tabela 3.1 é possível verificar a representação de cada tecnologia na capacidade de geração em Portugal.

Tabela 3.1: Potência instalada em Portugal no ano 2020 [38].

	Capacidade (MW)	Percentagem (%)
Potência instalada total	20.413	100,0
Renovável	14.043	68,8
Hídrica	7.215	35,3
Eólica	5.246	25,7
Biomassa	703	3,4
Cogeração	348	-
Solar	879	4,3
Não renovável	6.370	31,2
Carvão	1.756	8,6
Gás natural	4.586	22,5
Cogeração	757	-
Outros	28	0,1
Cogeração	28	0,1
Bombagem	2.698	-

A potência instalada consiste num mix de várias tecnologias o qual, maioritariamente, é composto por energia renovável. A potência instalada em Portugal no ano de 2020 totalizava 20.413 MW [38]. Um acréscimo de 1% em relação ao ano de 2019.

É possível constatar, na Figura 3.1, que no mix de tecnologias a eólica e hídrica têm um importante peso na geração da energia em Portugal, no entanto, apesar do clima o investimento em centrais solares é bastante mais baixo em comparação com estas duas tecnologias renováveis.

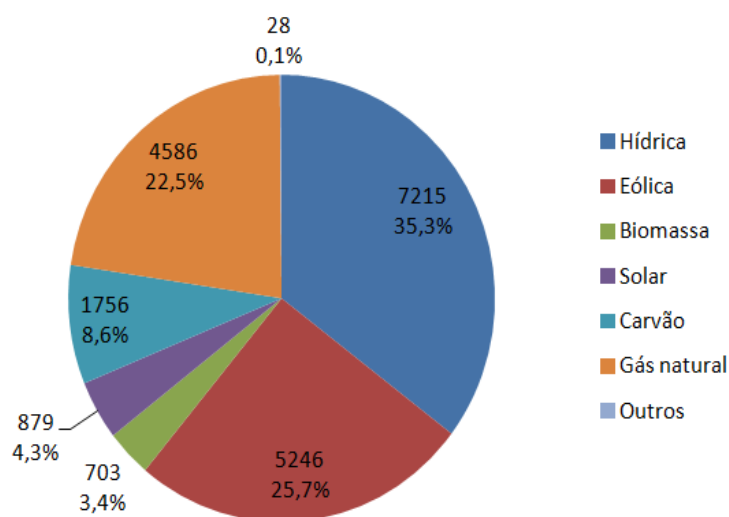


Figura 3.1: Potência instalada em Portugal em 2020, em MW [38].

3.2.2 Geração

Na Tabela 3.2 é possível verificar a representação de cada tecnologia na capacidade de geração em Portugal.

Tabela 3.2: Produção total, em GWh, em Portugal no ano de 2020 [38].

	Produção (GWh)	Percentagem (%)
Produção total	49.342	100,0
Produção Renovável	28.822	58,4
Hídrica	12.199	24,7
Eólica	12.067	24,5
Biomassa	3.287	6,7
Solar	1.269	2,6
Produção Não Renovável	18.908	38,3
Carvão	2.133	4,3
Gás natural	16.567	33,6
Outros	208	0,4
Produção por Bombagem	1.612	3,3
Saldo importador	1.456	-

A geração de energia não renovável a partir do carvão tem cada vez menos expressão na satisfação do consumo e o gás natural continua a ter uma grande expressão no mix, aliás em 2020 aumentou a sua produção.

A geração de energia renovável tem sido uma constante ao longo dos últimos anos, mas a sua produção é muito variável. A produção de energia eólica em 2020 foi inferior à produção no ano anterior e a produção de energia hídrica em 2020 foi bastante superior à do ano anterior.

Os índices de produtividade hidroelétrica e eólica em 2020, situaram-se em 0,97 e 0,94 respetivamente.

Apesar desta variabilidade a maior parte do consumo foi suportado pela produção de energia de fontes renováveis que foram responsáveis por 28,8 TWh em contraste com os 18,9 TWh de fontes não renováveis.

Na Figura 3.2 verifica-se que o saldo importador varia consoante o ano e de acordo com a disponibilidade dos recursos renováveis e da produção com recurso a combustíveis fósseis. Em 2019, a produção de energia de origem hídrica e por carvão foi baixa o que resultou num saldo importador positivo no global do ano. No ano de 2017, apesar de uma geração hídrica inferior houve uma grande produção por centrais a carvão o que resultou num saldo exportador positivo.

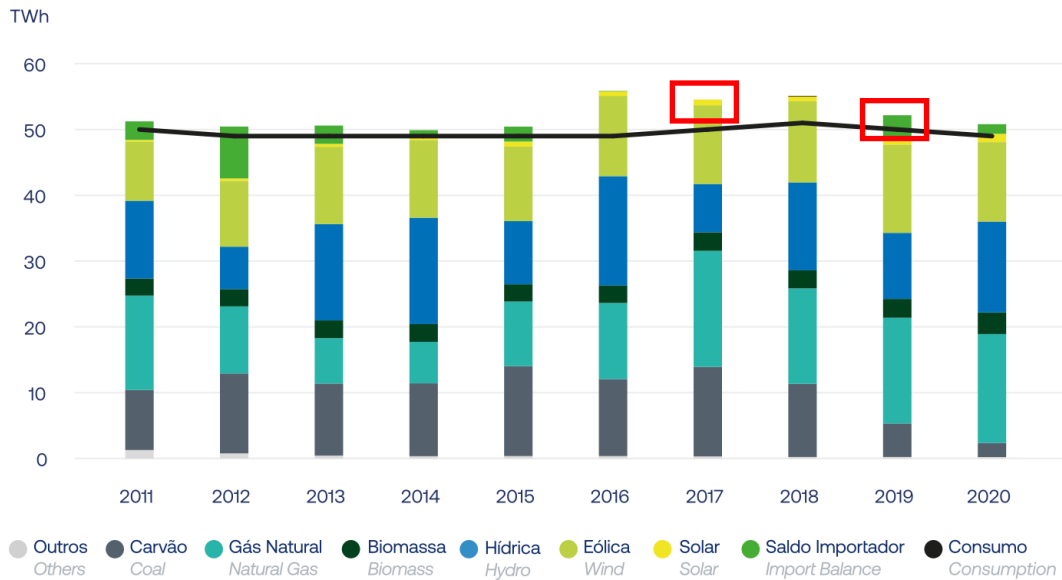


Figura 3.2: Satisfação do consumo em Portugal entre 2011 e 2020. Adaptado de [38].

3.2.3 Rede de Transporte

A rede nacional de transporte (RNT) é mantida pelo operador, a REN que detem uma concessão de 50 anos, e é responsável pela sua operação e manutenção. A rede de transporte assegura o transporte da energia da geração até à distribuição e a alguns consumidores em muito alta tensão. A RNT assenta em três níveis de tensão: 150 kV, 220 kV e 400 kV.

Tabela 3.3: Comprimento das linhas de transmissão em 2019 e 2020 por nível de tensão [38].

	Comprimento das linhas de transmissão (km)		
	2020	2019	Diferença
150 kV	2.711	2.711	0
220 kV	3.780	3.746	34
400 kV	2.545	2.544	0

Tabela 3.4: Potência de transformação em 2019 e 2020 [38].

Potência de transformação (MVA)		
2020	2019	Diferença
38.463	38.463	0

A Tabela 3.3 apresenta os comprimentos das linhas de transmissão entre 2019 e 2020. Apenas as linhas de 220 kV sofreram um aumento de 34 km.

Na Tabela 3.4 é possível verificar que entre 2019 e 2020 não houve aumento de potência de transformação.

3.2.4 Interligações

Existem nove linhas de interligação com Espanha [39]. Neste caso, apenas existem dois níveis de tensões, 220 kV e 400 kV. A Tabela 3.5 detalha as linhas existentes.

As interligações são de extrema importância porque permitem a importação e exportação de energia entre Portugal e os países da União Europeia, e apresentam a possibilidade de escoar a energia de origem renovável que de outra forma poderia ser desperdiçada. Asseguram ainda que a procura de energia é correspondida em caso de produção insuficiente no país.

Tabela 3.5: Linhas de interligação [39].

400 kV	220 kV
ALTO LINDOSO – CARTELLE 1	POCINHO – ALDEADÁVILA 1
ALTO LINDOSO – CARTELLE 2	POCINHO – ALDEADÁVILA 2
LAGOAÇA – ALDEADÁVILA 1	POCINHO – SAUCELLE
FALAGUEIRA – CEDILLO	
ALQUEVA – BROVALES	
TAVIRA – PUEBLA DE GUZMAN	

Tendo em conta a localização de Portugal na União Europeia apenas é possível a importação e exportação através de Espanha. A Figura 3.3 detalha a localização das linhas de interligação e a sua importação (verde escuro) e exportação (verde claro) em GWh em 2020.

Mapa da RNT em 2020

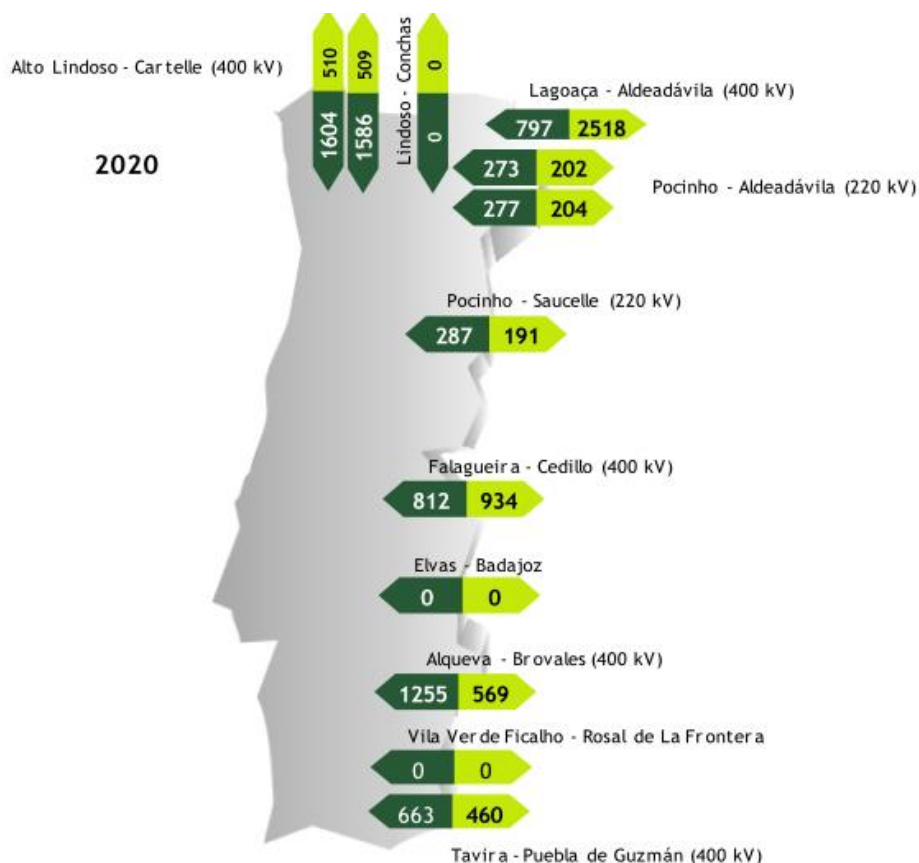


Figura 3.3: Mapa da Rede Nacional de Transporte em 2020 e de trocas entre Portugal e Espanha em GWh. Adaptado de [39].

A Figura 3.4 retrata o saldo de importação e exportação por ano entre 2011 e 2020. É possível verificar que o saldo é variável de ano para ano, mas que mais recentemente, especialmente, entre 2016 e 2018, Portugal exportou mais do que importou e que no ano de 2020 o saldo importador foi de 1.456 GWh [39] o que representa uma redução substancial face ao ano anterior, cujo saldo foi de 3.399 GWh. Isto deve-se ao facto de a geração de energia hidroelétrica ter sido maior no ano de 2020 em comparação com 2019.

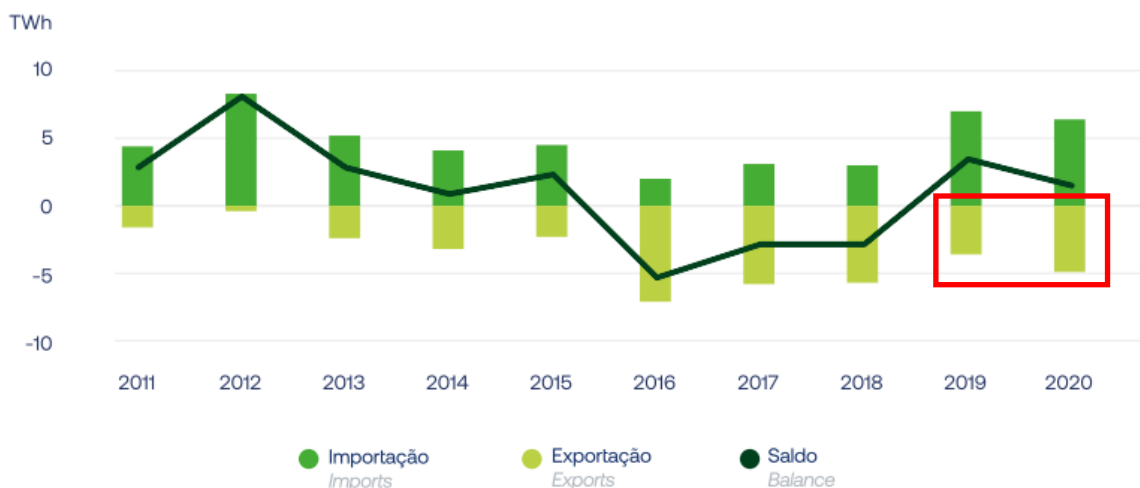


Figura 3.4: Importação e exportação via interligações entre 2011 e 2020. Adaptado de [38].

3.2.5 Consumo

A evolução do consumo não tem sido constante ao longo tempo. Na Figura 3.5 é possível verificar a variação do consumo entre 2011 e 2020. Em 2020 o consumo total foi de 48,8 TWh o que correspondeu a uma contração de 3% em relação ao ano anterior. O consumo foi mais baixo durante o período de confinamento que ocorreu em Portugal devido à pandemia [38].

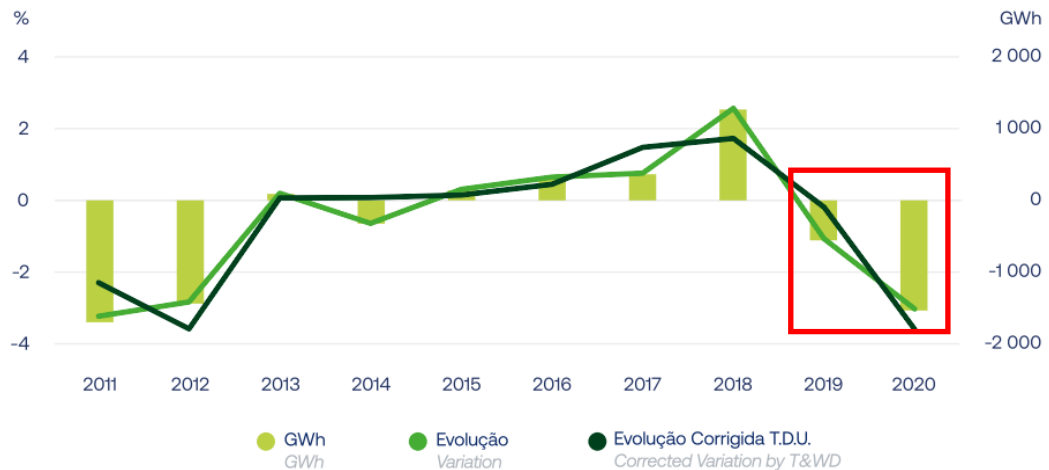


Figura 3.5: Evolução do consumo entre 2011 e 2020. Adaptado de [38].

O pico de consumo, registou-se no dia 13 de janeiro, com 8.906 MW, o que representa um aumento, de 250 MW, quando comparado com o de 2019. Na Figura 3.6 é possível verificar a distribuição no mix de produção por tecnologia neste dia.

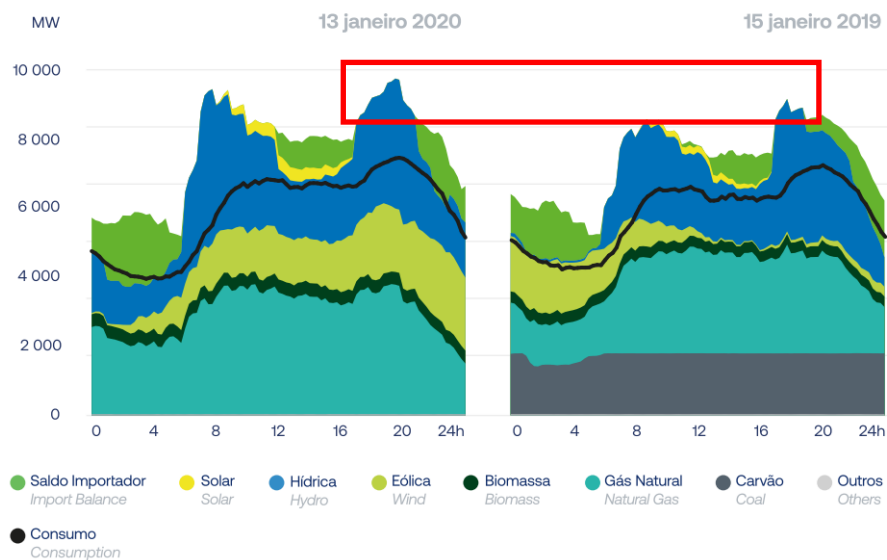


Figura 3.6: Diagrama de Consumo no Dia da Ponta Anual em 2019 e 2020. Adaptado de [38].

3.3 Evolução espectável até 2030

O PNEC 2030, estabelece metas para o horizonte 2030 em articulação com os objetivos do RNC 2050. Estas metas e objetivos têm como principal compromisso evitar que a temperatura média global ultrapasse os 1,5 °C. O RNC 2050 conclui ainda que é na década de 2021 até 2030 que os esforços de redução de emissões de gases de efeito de estufa devem ser maiores para evitar um desfecho irreversível que prejudique a continuação da vida no planeta Terra.

De acordo com o PNEC 2030, as metas e os objetivos para o sector da energia são:

- Atingir a incorporação de 47% de fontes renováveis no consumo final de energia;
- Atingir 80% de produção de energia de origem renovável;
- Reduzir para 65% a dependência energética do exterior;
- Reduzir em 35% o consumo de energia primária.

A nível da emissão dos gases de efeito de estufa os objetivos são:

- Reduzir entre 45% a 55%.

O operador da rede de transporte (ORT) no âmbito da sua atividade deve assegurar o planeamento da RNT e, como tal, apresentar o planeamento para a apreciação pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). Como tal, a REN propôs em 2019, o PDIRT para a década 2020-2029.

O PDIRT, para além de identificar novas infraestruturas a construir, planos de remodelação ou modernização da rede de transporte e ainda do investimento que o ORT pretende efetuar, incorpora também metas do PNEC 2030 no que toca a consumo e na perspetiva da transição energética necessária para atingir as metas de produtividade de energia renovável e do aumento da mobilidade elétrica.

3.3.1 Potência instalada em 2030

De acordo com o PDIRT 2020-2029, a REN estima o crescimento da potência instalada nalgumas tecnologias e estagnação noutras. A maior previsão de aumento verifica-se, em fontes de energia primária, a partir de fontes solar e eólica.

Existem também novos grandes empreendimentos hidroelétricos que irão entrar em serviço até 2030. Na Tabela 3.6 é possível verificar quais os projetos e a sua data de entrada em serviço.

Tabela 3.6: Previsão da Potência instalada, em MW, de nova grande hídrica em Portugal no ano de 2029 [23].

Central	Potência [MW]	Capacidade instalada de bombagem [MW]	Nº de Grupos	Data de entrada em serviço
Daivões	114	-	2	2021
Gouvães	880	880	4	2021
Alto Tâmega	160	-	2	2023

Na Tabela 3.7 é possível observar a evolução das várias tecnologias no horizonte de 2020 até 2029, com especial foco na geração eólica e solar com um aumento de 3.918 e 7.221 MW, respetivamente. Tendo em conta que o PDIRT é apenas até 2029 considerou-se os valores descritos no PNEC 2030 para a potência instalada da geração eólica e solar.

Tabela 3.7: Potência instalada, em MW, em Portugal no ano de 2020 e 2030 [23].

Tecnologia	2020	2030	Diferença	Varição em Percentagem (%)
Cogeração	1.331	1.334	3	0,23
Resíduos sólidos urbanos	77	77	0	0,00
Biomassa	268	284	16	5,97
Ondas	1	44	43	4.300,00
Biogás	87	76	-11	-12,64
Solar	1.779	9.000	7.221	405,90
Pequenas centrais hídricas	609	829	220	36,12
Eólica	5.382	9.300	3.918	72,80

O PDIRT prevê ainda que as centrais termoelétricas do Pego, Sines e Tapada do Outeiro sejam descomissionadas para cumprir as metas no PNEC 2030. No entanto, a central de Sines e do Pego já foram encerradas em 2021.

3.3.2 Interligações em 2030

A Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, em novembro de 2006, que ocorreu no âmbito do desenvolvimento do MIBEL, fixou o objetivo de alcançar 3.000 MW, em ambos os sentidos, de capacidade de interligação para fins comerciais [40]. A nível europeu, no Conselho Europeu em 2002, foi definido que cada Estado Membro deveria cumprir um indicador ‘*interconnection ratio*’ que não fosse inferior a 10% até 2020 e mais recentemente de 15% até 2030. Tendo em conta que Portugal apresenta valores de 8% as interligações entre Portugal e Espanha terão de ser reforçadas para atingir estes indicadores.

Está ainda previsto uma nova interligação na zona do Minho, que ligará as subestações de Ponte de Lima e Fontefría. Desta forma será possível ultrapassar os 3.000 MW estipulados em 2006.

3.3.3 Consumo em 2030

O PDIRT estima que o consumo previsto em 2029 seja acima dos 52 TW, o que contrasta com os 48,8 TW registados em 2020. Comparativamente com a evolução do consumo registado entre 2011 e 2020, este aumento não se registou. O aumento de consumo depende de várias variáveis como o desenvolvimento da economia, o aumento da população e até a evolução da pandemia atual.

Para efeitos de avaliação da penetração dos VEs considerou-se, nesta dissertação, um consumo de 56 TWh para o ano de 2030.

Na Figura 3.7 é possível verificar a previsão do consumo entre 2020 e 2029 de acordo com a previsão do PDIRT.

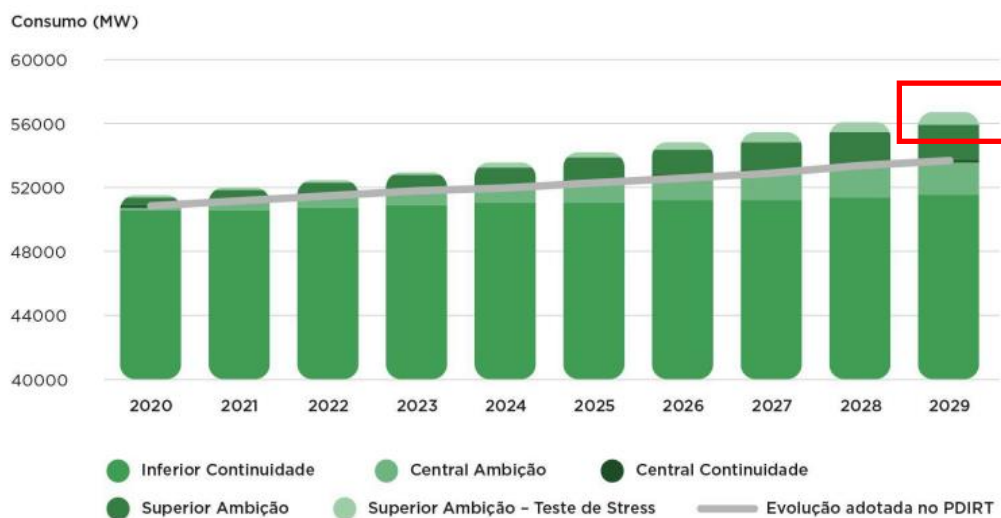


Figura 3.7: Previsão do consumo em Portugal Continental entre 2020 e 2029. Adaptado de [40].

Comparativamente, a potência máxima solicitada, em 2020, foi de 8.906 MW o que contrasta com os 9.125 MW previstos para 2029. O que representa um aumento, de 219 MW, quando comparado com o valor de 2020. Na Figura 3.8 é possível verificar a previsão da potência máxima solicitada entre 2025 e 2029.



Figura 3.8: Previsão da potência máxima em Portugal Continental entre 2025 e 2029. Adaptado de [40].

3.4 Caracterização da frota de veículos em Portugal

A frota de veículos ligeiros de passageiros tem crescido nos últimos anos, mas não ao mesmo ritmo que crescia quando havia mais incentivos para a compra de carro individual. A introdução de políticas ambientais e económicas, como o passe social, e de mudança de comportamento

possibilita a utilização de outros meios de transporte. No entanto, Portugal continua a ser um dos países que mais utiliza o carro para uso individual.

3.4.1 Evolução da frota

A frota de veículos em Portugal tem sofrido uma evolução ascendente no número total desde o ano de 2010. Na Figura 3.9 é possível verificar que no pico da crise económica em 2011 houve uma redução do número de veículos existentes em Portugal, mas que com a recuperação económica, apesar de lenta, o número total de veículos tem vindo a aumentar.

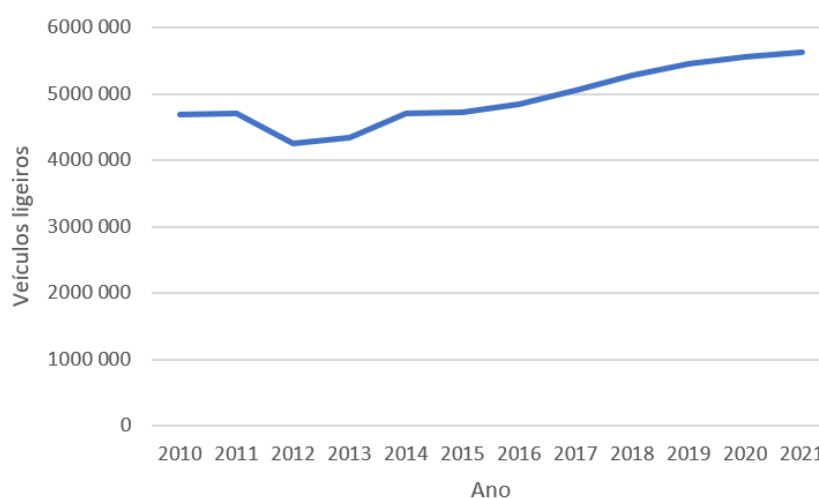


Figura 3.9: Evolução da frota de veículos de passageiros em Portugal entre 2010 e 2021 [40]

De acordo com a Tabela 3.8, em 2019, o número de total de veículos ligeiros de passageiros era de 5.45 milhões o que representa cerca de 77% do total da frota existente.

Tabela 3.8: Total de veículos ligeiros de passageiros e de total da frota entre 2010 e 2021 [40].

Ano	Nº total de veículos ligeiros de passageiros	Total de veículos
2010	4.692.000	6.182.051
2011	4.712.354	6.181.188
2012	4.258.746	5.556.041
2013	4.334.364	5.624.964
2014	4.699.645	6.095.506
2015	4.722.963	6.083.694
2016	4.850.229	6.208.350
2017	5.059.472	6.447.241
2018	5.282.970	6.705.331
2019	5.452.119	7.027.591
2020	5.565.963	7.021.112
2021	5.632.644	7.090.889

3.4.2 Veículos elétricos

Como referido anteriormente a penetração dos VEs na frota portuguesa tem vindo a sofrer uma evolução bastante positiva, mas ainda longe das restantes tecnologias. Na Tabela 3.9 é possível verificar que a compra dos VEs cresce a um ritmo elevado. Novas tecnologias que permitam uma maior mobilidade e medidas de apoio à troca de carro por um VE serão fundamentais para vencer a mentalidade dos veículos a combustíveis fósseis e atingir as metas que constam no RNC 2050.

Tabela 3.9: Total de veículos ligeiros de passageiros elétricos vendidos entre 2010 e 2019 [41].

Ano	Nº de veículos
2010	18
2011	203
2012	65
2013	166
2014	189
2015	651
2016	760
2017	1.640
2018	4.073
2019	4.846

3.5 Emissões

Em 2016 os transportes eram responsáveis por quase 30% das emissões de dióxido de carbono na União Europeia [28], contribuindo o transporte rodoviário com a maioria das emissões. Dentro destes 30%, 72% são de transportes rodoviários, onde 60,7% corresponde a carros. Na Figura 3.10 é possível verificar a distribuição das emissões tendo em conta o meio de transporte. À medida que a mobilidade aumenta as emissões de dióxido de carbono também aumentam. O RNC 2050 tem como objetivo reduzir as emissões dos transportes em 98% em relação ao ano de 2005 até 2050.

Estas metas são bastante ambiciosas e apenas com políticas de apoios ao abate de veículos mais poluentes e a troca por veículos que permitem reduzir as emissões de gases de efeito estufa é que será possível alcançá-las.

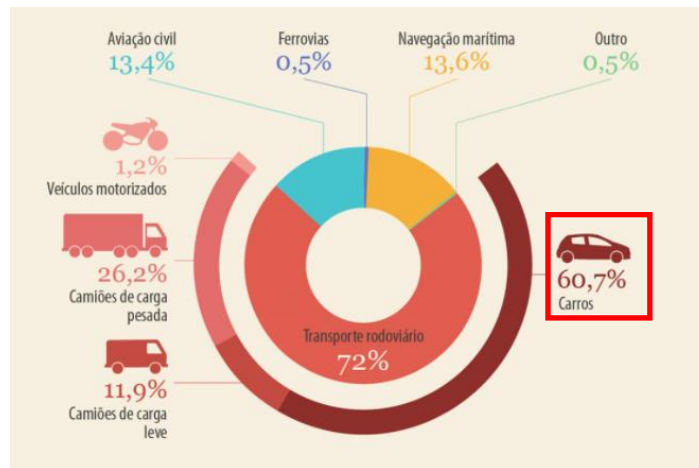


Figura 3.10: Distribuição das emissões tendo em conta o transporte em 2016. Adaptado de [28].

3.6 Futuro da frota em Portugal

A Eurelectric - Associação das Empresas Elétricas Europeias fez uma previsão, em 2019, que em 2030, 40 milhões de VEs e híbridos irão circular nas estradas europeias. Para Portugal preveem também que haja um aumento de 40 vezes o número de VEs e híbrido em relação a 2019.

O RNC 2050 prevê que, em 2030, 36% da frota de ligeiros de passageiros será elétrica. Como tal, para efeitos de previsão será considerado que 36% da frota de ligeiros de passageiros será VE e será ainda considerado uma atualização anual de 3%, que resulta da mediana da evolução da frota de ligeiros de passageiros entre 2010 e 2021. Neste caso em 2030 é expectável uma frota de veículos ligeiros de passageiros de 7.547.008, onde 2.716.923 serão VEs.

Capítulo 4

Geração de energia elétrica e modelos de simulação de VEs

Neste capítulo refere-se a metodologia e as restrições associadas ao modelo baseado num sistema hidrotérmico de comissionamento de grupos e despacho económico. Faz-se também a validação do modelo para o ano 2020.

4 Modelo de simulação de geração de energia elétrica

O modelo, utilizado para simulação, foi desenvolvido no âmbito da tese [1]. Neste capítulo faz-se uma breve descrição do modelo e a validação do modelo para o ano de 2020 em Portugal.

A procura de energia deve ser correspondida quase instantaneamente pela geração pelo que esta deve ser programada para atender a procura e os níveis de energia de cada unidade devem ser definidos em cada instante de tempo.

De acordo com [1], o CG e o DE envolvem a seleção de unidades que irão colmatar a procura de energia e encontrar a melhor alocação dos níveis de potência das diferentes unidades para corresponder à potência pedida e, simultaneamente, minimizar os custos de geração de energia. O CG e o DE aplicado a um sistema de geração de energia hidrotérmica tenta, respeitando continuamente as restrições físicas das unidades do sistema de potência, otimizar a operação das unidades térmicas e hidroelétricas comissionáveis disponíveis a cada hora a fim de minimizar os custos variáveis globais, enquanto satisfaz as restrições das unidades hidroelétricas e térmicas, bem como as restrições gerais do sistema de energia.

4.1 Metodologia

A metodologia é baseada no comissionamento de grupos hídricos e térmicos e ainda na aplicação do despacho económico, a fim de ser aplicado na avaliação do impacto da integração dos VEs no sistema de elétrico português.

O procedimento de otimização, do modelo, aborda simultaneamente os custos de combustível (custos de geração e de arranque) e os custos ambientais incorridos devido à aquisição de licenças de emissão de CO₂.

O modelo utilizado foi desenvolvido na linguagem GAMS. O procedimento de otimização é realizado para todo o ano de operação, de hora em hora, o que permite considerar tanto a dinâmica quanto a sazonalidade do sistema.

Os dados de entrada do modelo são a procura, a geração em regime especial, considerada como obrigatória, e as características das grandes hidroelétricas e termoelétricas. Com base nesta metodologia e considerando diferentes níveis de penetração de VEs, diferentes índices de produtividade eólica (IPE), solar (IPS), hídrica (IPH), são obtidos os valores da geração térmica, hídrica, de origem renovável, os custos de geração, as emissões de CO₂ tanto para o mix de geração de base como para o mix marginal relativo aos VEs.

Tal como referido anteriormente, esta metodologia no que diz respeito aos resultados do VE, em vez de assumir a média dos valores do mix de geração, usa uma abordagem marginal que compara a geração que seria necessário se os VEs não estivessem presentes com a geração necessária para fornecer a carga totalidade da carga (incluindo VEs). A partir das diferenças obtidas nos resultados da otimização, esta metodologia permite aceder os dados de saída que efetivamente dizem respeito aos VEs em cada um dos cenários considerados.

4.2 Restrições

4.2.1 Unidades térmicas

De acordo com [1], cada central térmica está sujeita a restrições de limites de máximo e mínimo de geração e ainda as taxas de variação de potência a subir e a descer.

$$P_{Min}^j \cdot u^j(t) \leq P^j(t) \leq P_{Max}^j \cdot u^j(t) \quad (4.1)$$

$$P^j(t) - P^j(t-1) \leq P_{subir}^j \quad (4.2)$$

$$P^j(t-1) - P^j(t) \leq P_{descer}^j \quad (4.3)$$

Onde $P^j(t)$ é a potência gerada pela unidade térmica j no momento t em MW, P_{Max}^j e P_{Min}^j são, respetivamente, as potências de saída máxima e mínima da unidade térmica j em MW, P_{subir}^j e P_{descer}^j correspondem, respetivamente, às taxas de variação de potência a subir e a descer das potências da unidade térmica j , em MW/h e $u^j(t)$ é uma variável binária que indica se a unidade térmica j está em funcionamento no instante t . A seguinte equação lógica também é necessária para o estado de operação de cada unidade:

$$u^j(t) - u^j(t-1) = y^j(t) - s^j(t) \quad (4.4)$$

Na equação (4.4), $y^j(t)$ e $s^j(t)$ são variáveis binárias que indicam, respetivamente, se a unidade j arrancou ou parou num determinado tempo t .

4.2.2 Unidades Hídricas

A maior parte da geração de energia por energias renováveis é intermitente e não despachável. As unidades hídricas com albufeira permitem uma flexibilidade adicional ao SEP e no caso das unidades com bombagem um maior aproveitamento da energia eólica que é mais abundante quando há menor procura.

A nível de modelo considera-se que as unidades hídricas de albufeira com e sem bombagem são representadas por unidades equivalentes, cujos valores de potência máxima e energia armazenada correspondem ao total destas unidades hídricas.

4.2.2.1 Hídrica de albufeira sem bombagem

As centrais hídricas de albufeira também têm restrições de geração máxima e mínima impostas por:

$$P_{HMin} \cdot u^H(t) \leq P_H(t) \leq P_{HMax} \cdot u^H(t) \quad (4.5)$$

Onde $P_H(t)$ corresponde à potência gerada pela unidade hidroelétrica de albufeira, no tempo t . P_{HMax} e P_{HMin} correspondem, respetivamente, às potências máxima e mínima e $u^H(t)$ é uma variável binária que indica se a unidade está a funcionar num determinado tempo t .

Além disso, as taxas de aceleração e desaceleração são impostas pelas restrições 4.6 e 4.7.

$$P_H(t) - P_H(t-1) \leq P_{Hsubir} \quad (4.6)$$

$$P_H(t-1) - P_H(t) \leq P_{Hdescer} \quad (4.7)$$

Onde P_{Hsubir} e $P_{Hdescer}$ correspondem à potência a subir e à potência a descer da unidade hídrica de albufeira, em MW/h.

A energia armazenada pela unidade hidroelétrica, em cada momento, depende da entrada de energia e ainda da energia armazenada no momento anterior, e pode ser expressa por:

$$E_H(t) = E_H(t-1) - P_H(t) \cdot \delta t + E_{Hinf} \quad (4.8)$$

Onde $E_H(t)$ é a energia armazenada na unidade num determinado momento t , em MWh, $P_H(t)$ é a potência gerada pela unidade hídrica num determinado momento t , E_{Hinf} corresponde à afluência expressa em MWh e δt é o período de tempo.

Os limites de energia máxima e mínima armazenada na unidade hidroelétrica, são impostas pela seguinte restrição:

$$E_{HMin} \leq E_H(t) \leq E_{HMax} \quad (4.9)$$

Onde $E_H(t)$ é a energia armazenada na unidade num determinado momento t , em MWh, E_{HMin} e E_{HMax} são os limites mínimo e máximo, respetivamente, de energia armazenada na central hídrica. Existe também uma condição energética final que deve ser incluída para as albufeiras, para relacionar o nível de energia E_{HFIn} com o nível de energia inicial E_{HIni} . A seguinte expressão mostra a relação:

$$E_{HFIn} - E_{HIni} = \sum_{t=1}^T E_{HFInf}(t) - \sum_{t=1}^T P_H(t) \cdot \delta t \quad (4.10)$$

4.2.2.2 Hídrica de albufeira com bombagem

As centrais hídricas de albufeira com bombagem também têm restrições de geração máxima e mínima e ainda de bombagem impostas por:

$$P_{PHMin} \cdot u^{PH}(t) \leq P_{PH}(t) \leq P_{PHMax} \cdot u^{PH}(t) \quad (4.11)$$

$$-P_{PHMax} \cdot u^{PH}(t) \leq P_{PHp}(t) \leq P_{PHMin} \cdot u^{PH}(t) \quad (4.12)$$

Onde $P_{PH}(t)$ corresponde à potência gerada pela unidade hidroelétrica de albufeira com bombagem, no tempo t em MW, $P_{PHp}(t)$ corresponde à potência necessária para efetuar a bombagem num determinado tempo t em MW. P_{PHMax} e P_{PHMin} correspondem às potências máxima e mínima, e $u^{PH}(t)$ e $u^{PHp}(t)$ são variáveis binárias que indicam se a unidade está a gerar energia ou a bombear num determinado tempo t .

Além disso, as taxas de aceleração e desaceleração são impostas pelas restrições 4.13 e 4.14.

$$P_{PH}(t) - P_{PH}(t-1) \leq P_{PHsubir} \quad (4.13)$$

$$P_{PH}(t-1) - P_{PH}(t) \leq P_{PHdescer} \quad (4.14)$$

Onde $P_{PHsubir}$ e $P_{PHdescer}$ correspondem à potência a subir e à potência a descer da unidade hídrica de albufeira, em MW/h.

A potência total de geração e a potência de bombagem não podem exceder, em cada momento t , a potência máxima da unidade.

$$P_{PH}(t) - P_{PHp}(t) \leq P_{PHMax} \quad (4.15)$$

A energia armazenada pela unidade hidroelétrica, em cada momento, depende da entrada de energia e ainda da energia armazenada no momento anterior, e pode ser expressa por:

$$E_{PHMin} \leq E_{PH}(t) - E_{PHMax} \quad (4.16)$$

Onde $E_{PH}(t)$ é a energia armazenada na unidade num determinado tempo t em MWh e E_{PHMax} e E_{PHMin} são os níveis máximo e mínimo admissíveis para a energia armazenada na unidade, em MWh.

A energia armazenada pela unidade, num determinado tempo t , é expressa por:

$$E_{PH}(t) = E_{PH}(t-1) - [P_{PHp}(t) \cdot \eta_{PH} + P_{PH}(t)] \cdot \delta t + E_{PH_{afl}}(t) \quad (4.17)$$

Onde η_{PH} é a eficiência do ciclo de bombagem e $E_{PH_{afl}}$ é a energia que corresponde à afluência, num determinado tempo t , em MWh.

Existe também uma condição energética final que deve ser incluída para as albufeiras, para relacionar o nível de energia $E_{PHF_{in}}$ com o nível de energia inicial $E_{PHI_{ni}}$. A seguinte expressão mostra a relação:

$$E_{PHF_{in}} - E_{PHI_{ni}} = \sum_{t=1}^T E_{PHF_{in}}(t) - \sum_{t=1}^T [P_{PH}(t) \cdot \eta_{PH} + P_{PH}(t)] \cdot \delta t \quad (4.18)$$

4.2.3 Sistema

4.2.3.1 Balanço de potências

De acordo com [1], existem restrições que são aplicadas ao sistema global. É necessário um equilíbrio dentro do sistema geral para garantir que o fornecimento e a procura (incluindo perdas do sistema) são idênticas em todos os momentos. Este equilíbrio é expresso por:

$$\sum_{j=1}^J P^j(t) + P_H(t) + P_{PH}(t) = P_L(t) - P_R(t) + P_{RC}(t) + P_{PHp}(t) \quad (4.19)$$

Onde $P_H(t)$ representa a potência gerada pela hidroelétrica de albufeira num determinado tempo t , $P_{PH}(t)$ representa a potência gerada pela hidroelétrica com bombagem num determinado tempo t , $P_L(t)$ representa a carga referida à geração, num determinado tempo t , $P_R(t)$ é a soma da geração hídrica de fio de água e da geração em regime especial, $P_{RC}(t)$ representa a eventual corte renovável num determinado momento t ($P_{RC}(t) < 0$).

4.2.3.2 Reserva girante

A reserva girante pode ser definida como a diferença entra a soma da potência máxima das unidades que estão em funcionamento menos a carga, incluindo as perdas. Para conseguir fazer face à procura adicional, as centrais estão em sincronismo com a rede elétrica, ou seja, o gerador está a girar à mesma frequência da rede o que permite alocar facilmente esta capacidade. Também permite compensar caso outra unidade fique fora de serviço.

Considerando que a capacidade máxima total das unidades em funcionamento deve ser maior que o total da procura, das perdas e ainda da reserva do sistema, chega-se à seguinte restrição:

$$\sum_{j=1}^J P_{Max}^j \cdot u^j(t) + P_{HMax} \cdot u^H(t) + P_{PHMax} \cdot u^{PH}(t) \geq P_L(t) + P_{RES}(t) \quad (4.20)$$

Onde $P_{RES}(t)$ representa a potência de reserva exigida e $u^j(t)$, $u^H(t)$ e $u^{PH}(t)$ indicam se as unidades estão a ser consideradas nesta reserva num determinado momento t .

4.2.4 Geração imposta

De acordo com [1], a geração obrigatória consiste na geração que deve ser integrada sempre que disponível. No entanto, a geração pode ser constante ou intermitente, mas não respondem a mudanças nas condições do sistema de potência. Dentro deste leque de tecnologias, e nesta dissertação, inclui-se as centrais de fio de água e a geração PRE, ou seja, eólica, cogeração, fotovoltaica e biomassa.

4.2.5 Bateria dos VEs

No modelo foram apenas considerados VEs ligeiros puros, e seu carregamento é controlado pelo algoritmo associado ao CG e DE. Este algoritmo permite minimizar os custos variáveis de geração enquanto cumprem as restrições associadas às baterias dos VEs.

Considera-se um máximo e um mínimo de capacidade de armazenamento para as baterias dos VEs. O perfil de descarga utilizado para as baterias é o representado em [1].

4.2.5.1 Restrições das baterias

A bateria dos VEs tem os seguintes limites:

$$-P_{VEMax}(t) \leq P_{VE}(t) \leq 0 \quad (4.21)$$

Onde $P_{VE}(t)$ (≤ 0) é a potência de carga da bateria do VEs num determinado tempo t , em MW. $P_{VEMax}(t)$ é a potência de carga máxima admissível da bateria do VE num determinado tempo t em MW.

São ainda consideradas as taxas de aceleração e desaceleração para o carregamento da bateria do VE. De acordo com:

$$P_V(t) - P_{VE}(t-1) \leq P_{VEsubir} \quad (4.22)$$

$$P_{VE}(t-1) - P_{VE}(t) \leq P_{VEdescer} \quad (4.23)$$

Onde $P_{VEsubir}$ e $P_{VEdescer}$ correspondem à potência a subir e a descer consideradas para a carga da bateria do VE, em MW/h.

Os limites para os níveis máximo e mínimo de energia armazenada na bateria dos VEs, são impostos pela seguinte restrição:

$$E_{VEMin} \leq E_{VE}(t) \leq E_{VEMax} \quad (4.24)$$

$E_{VE}(t)$ é a energia armazenada na bateria dos VEs num determinado instante t , em MWh, e E_{VEMax} e E_{VEMin} são os níveis máximo e mínimo admissíveis para a energia armazenada na bateria de VEs, em MWh.

Outras restrições são a energia armazenada na bateria dos VEs, num determinado tempo t , e o nível de energia final das baterias. Estas restrições são dadas pelas seguintes equações:

$$E_{VE}(t) = E_{VE}(t - 1) - [P_{VE}(t) + P_{VEcarga}(t)]. \delta t \quad (4.25)$$

$$E_{VEFin} - E_{VEIni} = - \sum_{t=1}^T [P_{VE}(t) + P_{VEcarga}(t)]. \delta t \quad (4.26)$$

Onde $P_{VEcarga}(t)$ é o consumo dos VEs num determinado tempo t , em MW, que corresponde à descarga da bateria. δt é o intervalo de tempo, e E_{VEFin} e E_{VEIni} correspondem aos níveis de energia final e inicial da bateria em MWh.

4.3 Validação do modelo para o ano 2020

Para poder validar a aplicabilidade do modelo fez-se uma simulação ao SEP no ano 2020. Os resultados obtidos pelo modelo foram comparados com os dados disponibilizados pelo ORT português.

Foram considerados os dados relativos aos níveis de energia inicial e final e limites mínimos e máximos das unidades hidroelétricas de albufeira com e sem bombagem. Foram ainda considerados os valores da geração imposta, interligações e os dados reais de 2020.

Aplicando o DE e CG ao SEP, as unidades térmicas e hidroelétricas são comissionadas de hora em hora para minimizar os custos de operação.

A Tabela 4.1 indica os valores de potência instalada no SEP, PRE e hídrica fio de água, para a simulação de 2020. As restantes centrais térmicas e hídricas estão identificadas na Tabela 4.3 e Tabela 4.4.

Foram considerados os índices de produtividade indicados na Tabela 4.2.

Tabela 4.1: Potência instalada de diferentes tecnologias [42].

Potência instalada [MW]	
Hídrica Fio de água	2.583
Mini-hídrica	609
Eólica	5.382
Fotovoltaica	879
Cogeração e biomassa	1.599

Tabela 4.2: Índices de produtividade [42].

Índices de produtividade	
IPH	0,97
IPE	0,94
IPS	0,97

4.3.1 Unidades hidroelétricas

Os dados de entrada das unidades hidroelétricas, de fio de água e de unidades despacháveis de albufeira com e sem bombagem, foram obtidos a partir do operador da rede de transporte.

Em relação às unidades despacháveis de albufeira com e sem bombagem foram considerados os níveis mínimos e máximos de armazenamento e os níveis de energia iniciais e finais obtidos do ORT e importados para o simulador. Estes valores estão representados na Tabela 4.3.

Os valores de bombagem, geração, energia armazenada assim como o fluxo de energia foram importados para o ano de 2020, por dia e de hora a hora. Estes valores foram agrupados de acordo com o tipo de unidade hidroelétrica.

Tabela 4.3: Energia total e níveis mínimos e máximos de armazenamento e os níveis de energia mínimos e máximos das albufeiras em percentagem [42].

Unidade hídrica	Energia total (GWh)	Energia (%)			
		Mínima	Máxima	Inicial	Final
Com bombagem	1.780	18,5	81,7	69,7	53,6
Sem bombagem	1.320	46,3	85,2	85,2	58,2

4.3.2 PRE

Tendo em conta que a geração PRE não é despachável considerou-se que toda esta geração é imposta. Para dados de entrada foram considerados os dados de 2020 do ORT.

Para contabilizar o custo associado ao corte de PRE foi considerado um valor de 70 €/MWh semelhante à taxa média indicativa [43].

4.3.3 Unidades termoeletricas

As características das unidades termoeletricas, o consumo de combustivel, os custos de desgaste, os custos relacionados com o arranque, e as emissões foram considerados de acordo com o trabalho previamente desenvolvido [1].

Na Tabela 4.4 encontram-se os valores considerados das características técnicas das unidades térmicas.

Tabela 4.4: Características técnicas das unidades térmicas portuguesas [1].

Central elétrica	Capacidade	P _{máx}	P _{mín}	Eficiência	Potência a		Custos específicos de arranque	Desgaste
					descer	subir		
	(MW)	(MW)	(%)	(MW/h)	(MWh _t /MW)	(€/MW)		
Carvão								
Sines	4 x 295	295	103	37	140	270	6,2	5
Pego	2 x 288	288	101	37	145	296	6,2	5
Gás								
Ribatejo	3 x 392	392	127	57	267	366	3,5	8
Lares	2 x 413	413	130	57	270	370	3,5	8
Pego	2 x 419	419	130	57	270	370	3,5	8
Tapada do Outeiro	3 x 330	330	95	55	256	330	3,5	8

Na Tabela 4.5 apresentam-se os custos associados à geração e ao arranque das unidades térmicas.

Tabela 4.5: Custos de arranque e emissões das unidades térmicas portuguesas [1].

Central elétrica	Consumo de combustivel		Emissões de CO ₂		Custos de arranque			
	(Nm ³ /MWh)	(Nm ³ /MW)	(Kg/MWh _e)	(Kg/MW)	(€/Arranque)			
	Geração	Arranque	Geração	Arranque	Comb.	CO ₂	Desgaste	Total
Carvão								
Sines	138,6	859,1	859,1	2.053,3	7.751	2.115	1.475	11.356
Pego	138,6	859,1	859,1	2.053,3	8.361	2.074	1.440	11.894
Gás								
Ribatejo	93,6	327,6	354,3	706,8	10.001	898	3.136	14.035
Lares	93,6	327,6	354,3	706,8	10.238	919	3.304	14.292
Pego	93,6	327,6	354,3	706,8	10.238	919	3.352	14.292
Tapada do Outeiro	93,6	327,6	367,2	706,8	7.481	671	2.640	10.793

O resumo do poder calorífico inferior e as emissões específicas de CO₂ encontram-se na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Poder calorífico inferior e emissões específicas de CO₂ [1].

	Poder calorífico inferior		Emissões específicas de CO ₂		
	(kWh/kg)	(kWh/Nm ³)	(kgCO ₂ /GJ)	(kgCO ₂ /kg)	(kgCO ₂ /Nm ³)
Carvão	7,22	-	92,0	2,39	-
Gás natural	-	10,68	56,1	-	2,16

Os custos associados com a matéria-prima e licenças de CO₂ foram introduzidos como dados de entrada. Para os valores de entrada foram considerados os índices de preço do *Title Transfer Facility* (TTF), índice de preço para o gás, e do índice de preço do carvão com poder calorífico de 6.000 kcal/kg quando entregues no território de Amesterdão, Roterdão e Antuérpia (API 2) . Os preços de CO₂ foram retiradas da SENDECO2 [44].

4.3.4 Resultados

Os resultados da simulação e os dados reais de 2020, assim como a comparação, foram compilados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Comparação entre a simulação e os dados reais de 2020.

	Produção Real (GWh)	Simulação (GWh)	Diferença (%)
Produção total	48.868	48.907	0,1
Tecnologia			
Hídrica	13.864	13.402	-3,3
Eólica	11.981	11.981	0,0
Solar	1.272	1.272	0,0
Biomassa/ Cogeração	7.891	7.891	0,0
Gás natural	12.196	14.158	16,1
Carvão	2.200	1,39	-99,9
Saldo importador	1.450	1.450	0,0
Bombagem	1.985	1.248	-37,1

Adicionalmente foram feitas comparações dos perfis de bombagem, geração hídrica, geração térmica total e geração de centrais a carvão e gás natural, entre a simulação e os valores reais de 2020 para os meses de janeiro, junho, setembro e dezembro. Estes resultados estão disponíveis nas Figura 4.1 a Figura 4.20.

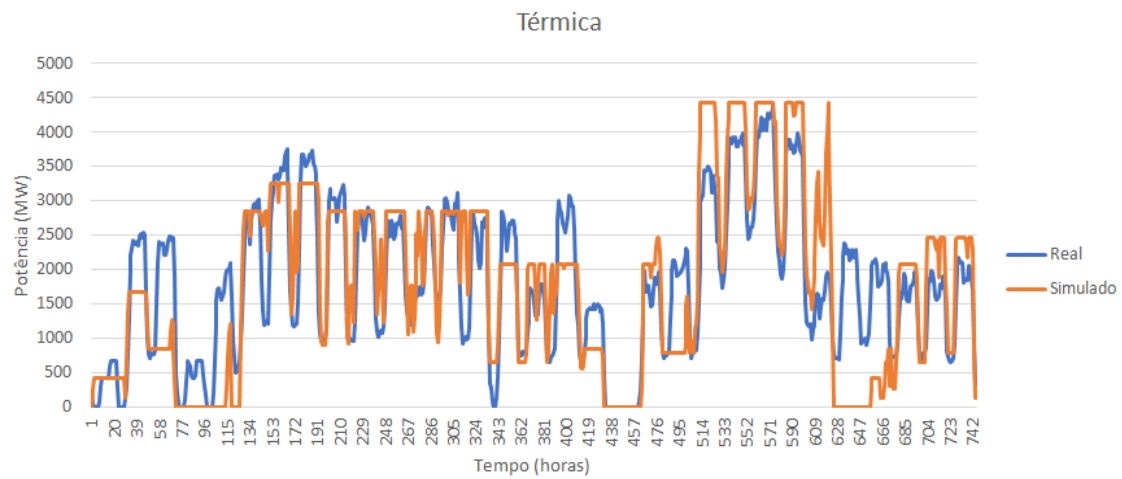


Figura 4.1: Resultado da simulação e valores entre a simulação e valores reais de janeiro de 2020. Produção térmica.

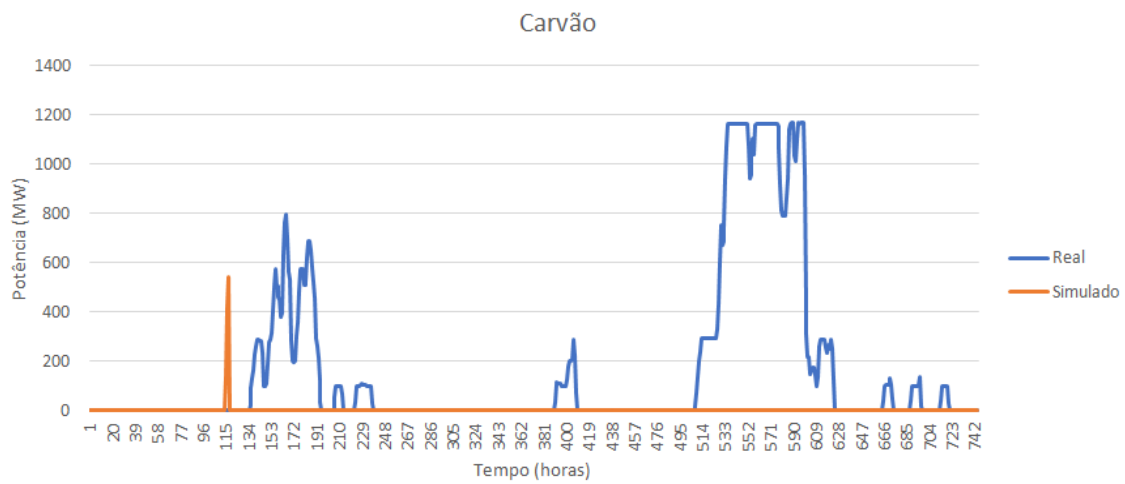


Figura 4.2: Resultado da simulação e valores reais de janeiro de 2020. Centrais a carvão.

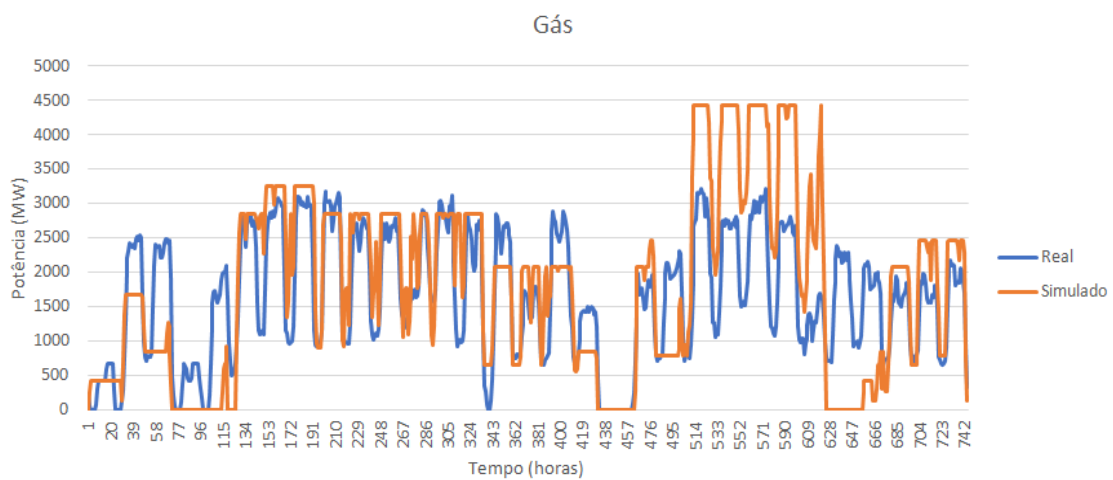


Figura 4.3: Resultado da simulação e valores reais de janeiro de 2020. Centrais a gás.

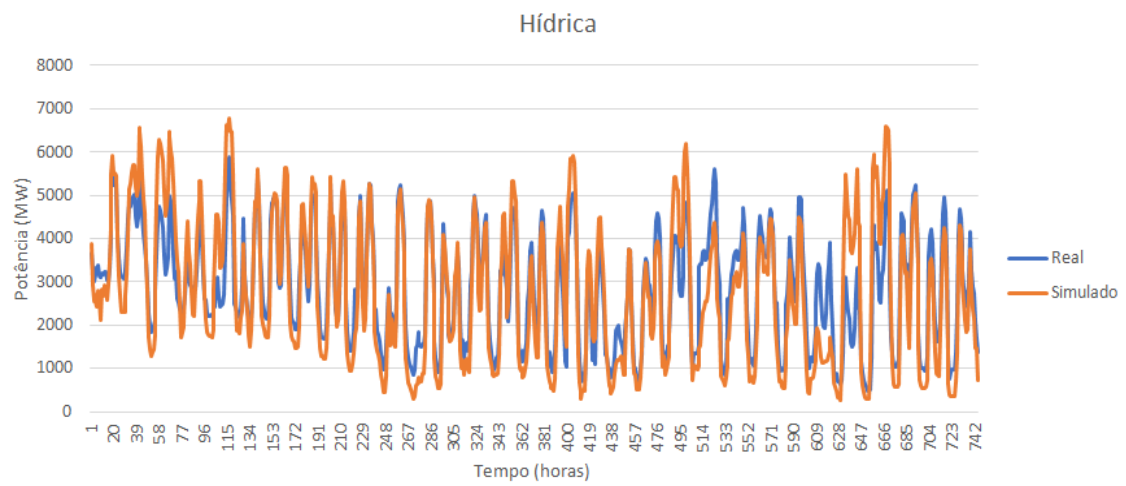


Figura 4.4: Resultado da simulação e valores reais de janeiro de 2020. Centrais hídricas.

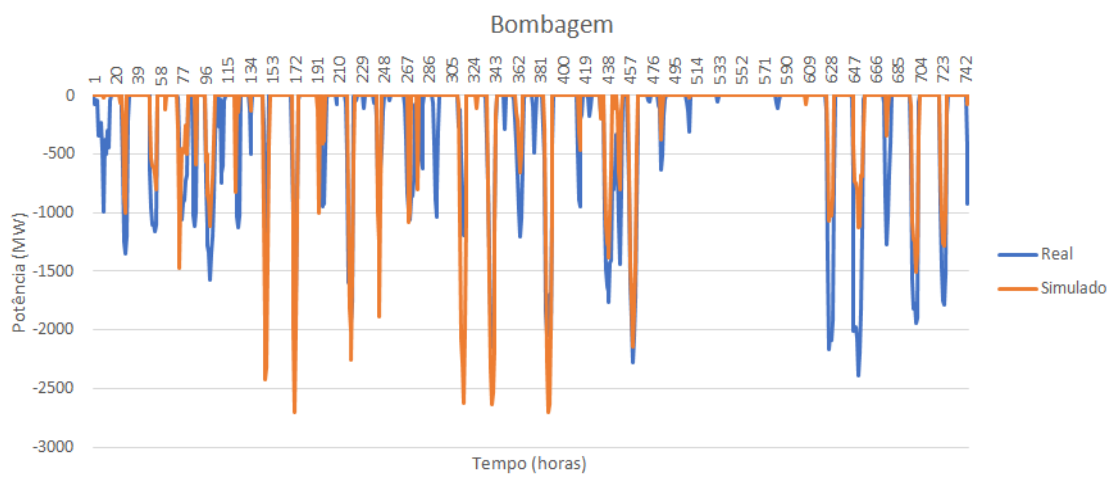


Figura 4.5: Resultado da simulação e valores reais de janeiro de 2020. Bombagem.

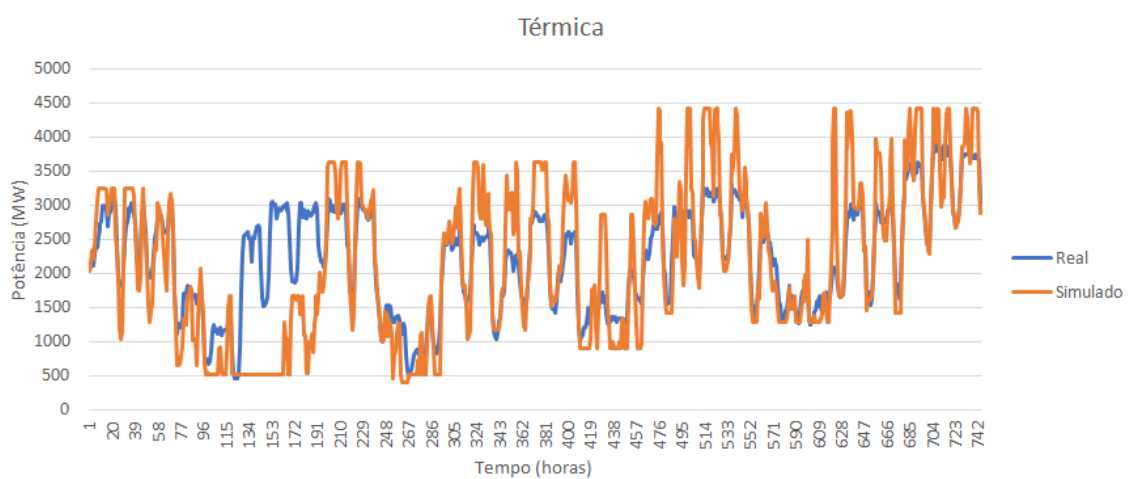


Figura 4.6: Resultado da simulação e valores reais de junho de 2020. Produção térmica.

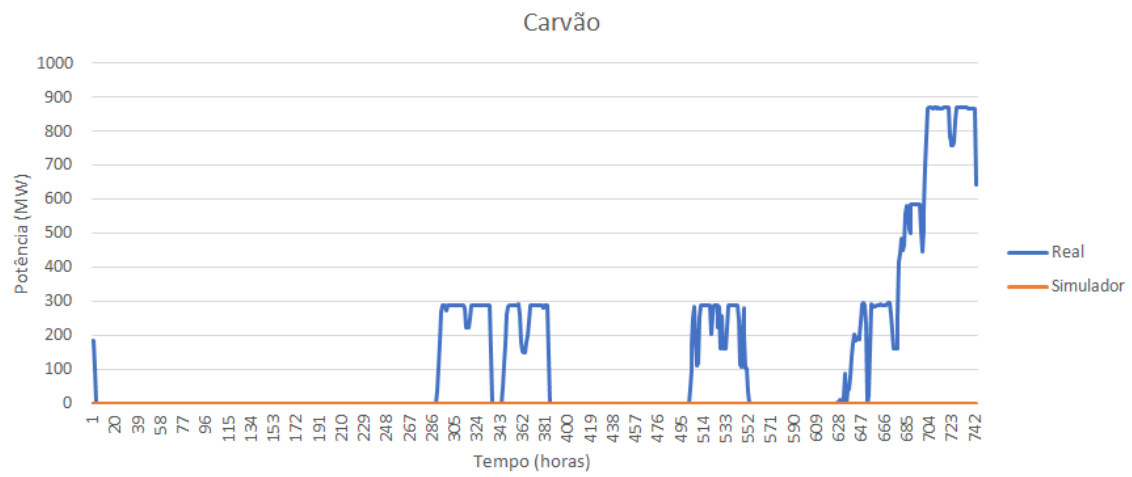


Figura 4.7: Resultado da simulação e valores reais de junho de 2020. Centrais a carvão.

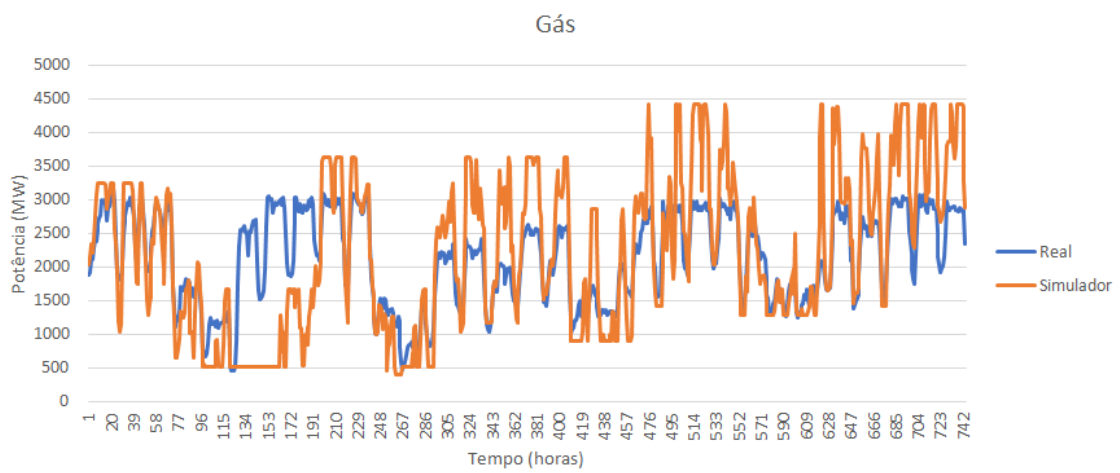


Figura 4.8: Resultado da simulação e valores reais de junho de 2020. Centrais a gás.

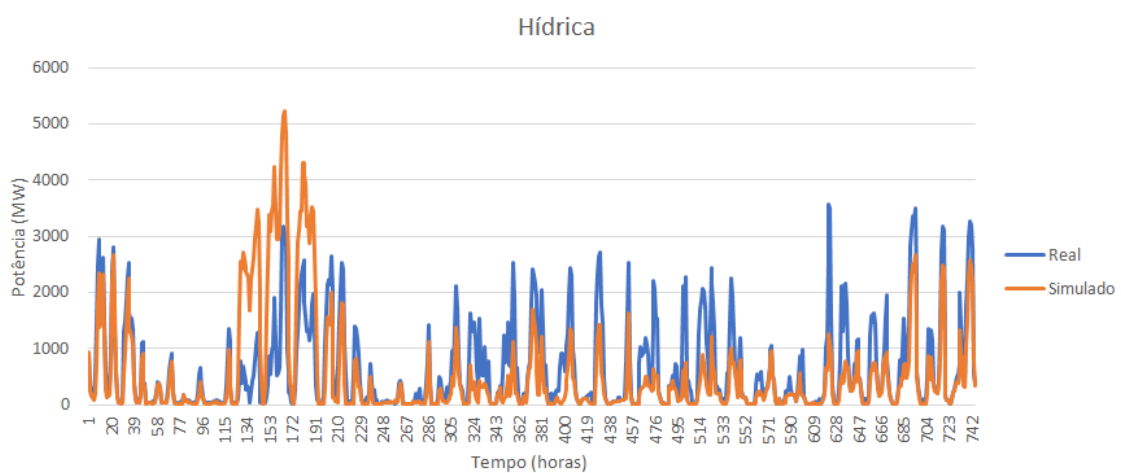


Figura 4.9: Resultado da simulação e valores reais de junho de 2020. Centrais hídricas.

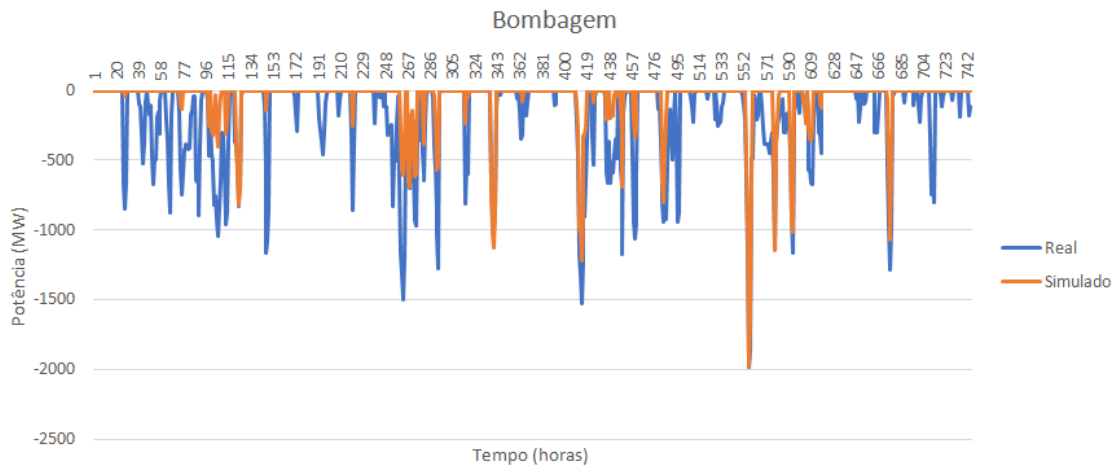


Figura 4.10: Resultado da simulação e valores reais de junho de 2020. Bombagem.

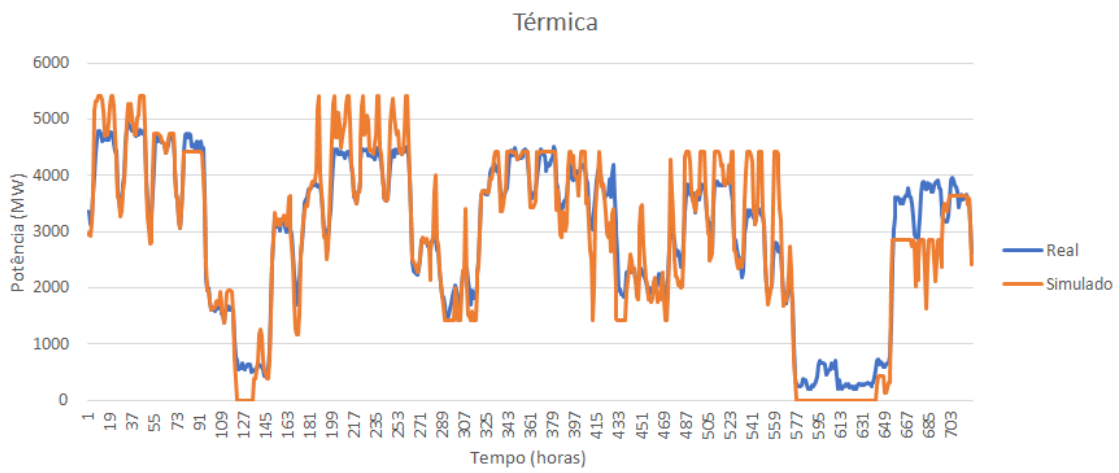


Figura 4.11: Resultado da simulação e valores reais de setembro de 2020. Produção térmica.

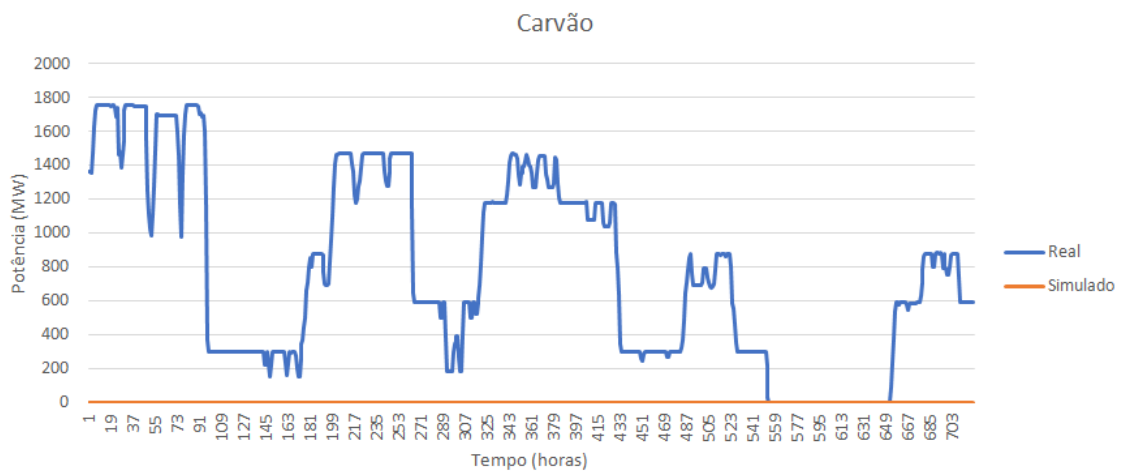


Figura 4.12: Resultado da simulação e valores reais de setembro de 2020. Centrais a carvão.

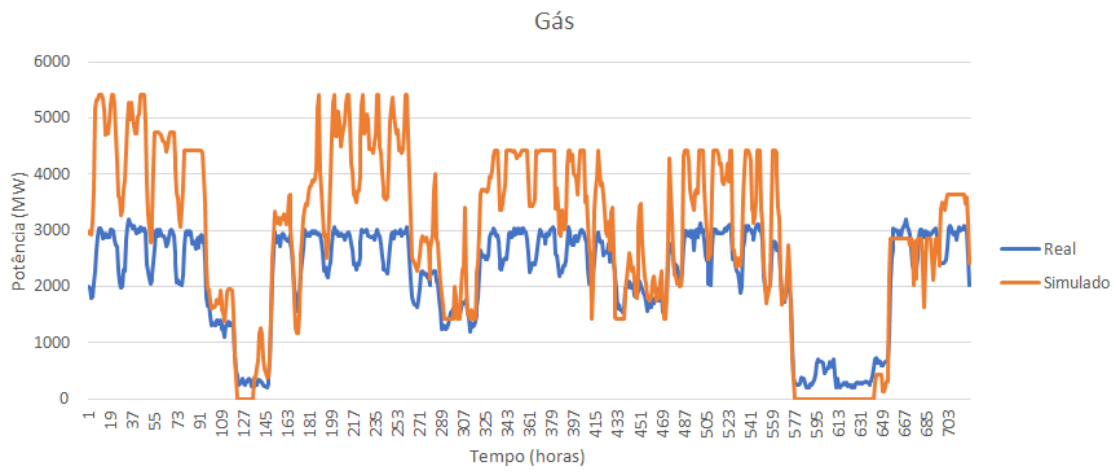


Figura 4.13: Resultado da simulação e valores reais de setembro de 2020. Centrais a gás.

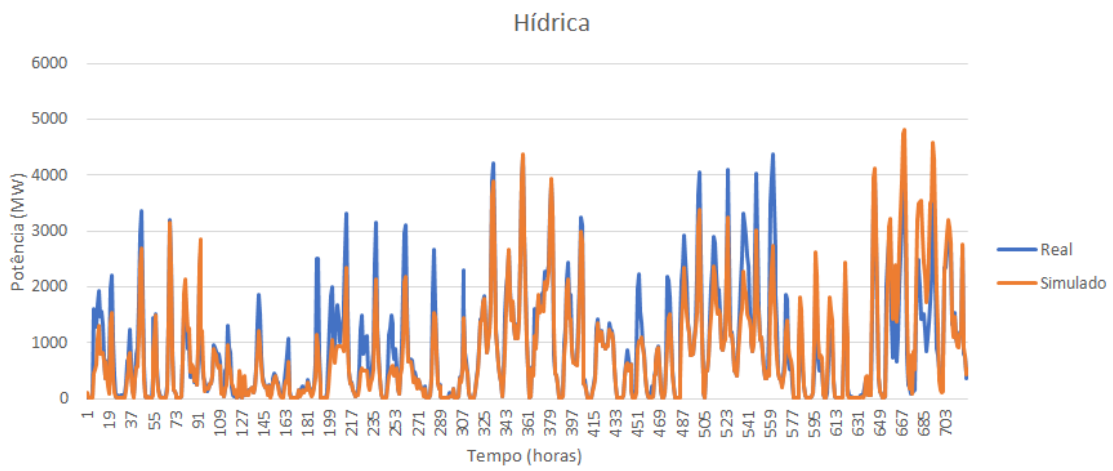


Figura 4.14: Resultado da simulação e valores reais de setembro de 2020. Centrais hídricas.

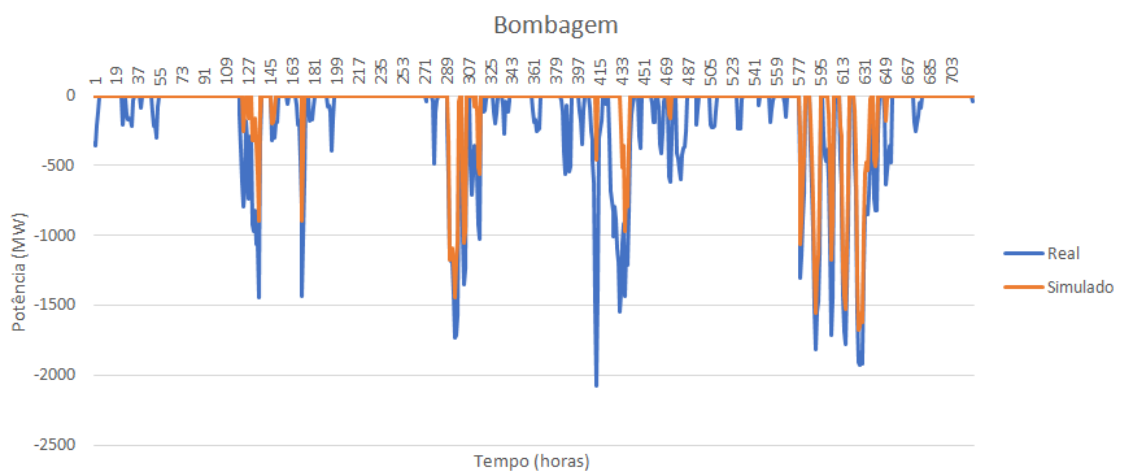


Figura 4.15: Resultado da simulação e valores reais de setembro de 2020. Bombagem.

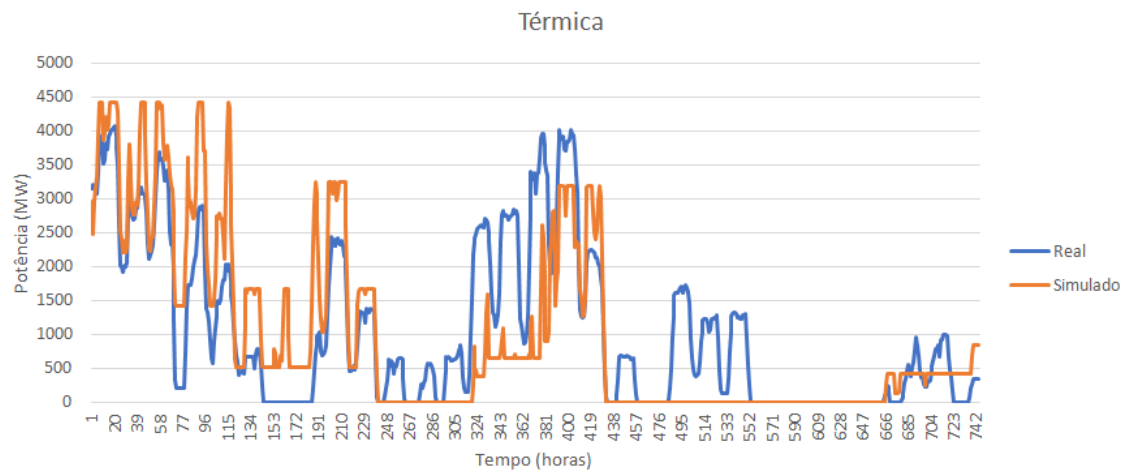


Figura 4.16: Resultado da simulação e valores reais de dezembro de 2020. Produção térmica.

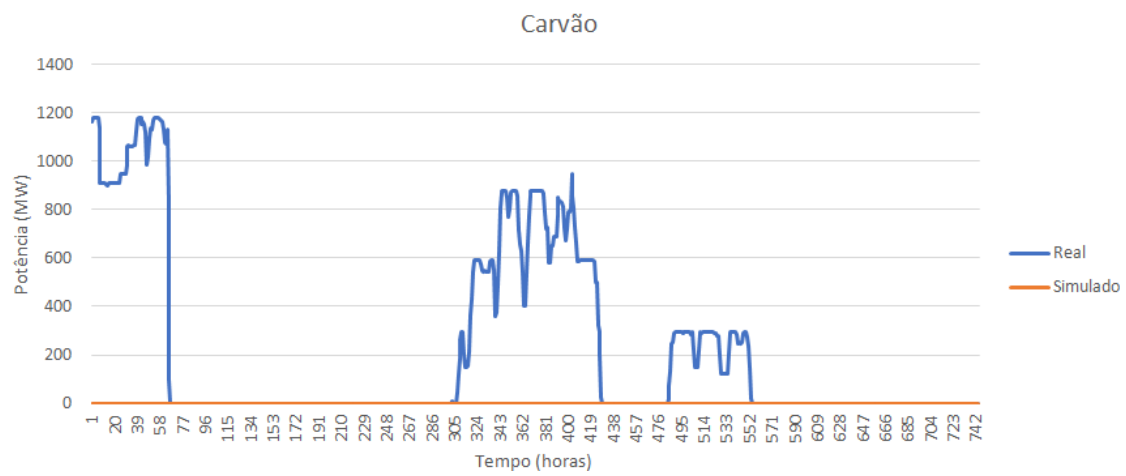


Figura 4.17: Resultado da simulação e valores reais de dezembro de 2020. Centrais a carvão.

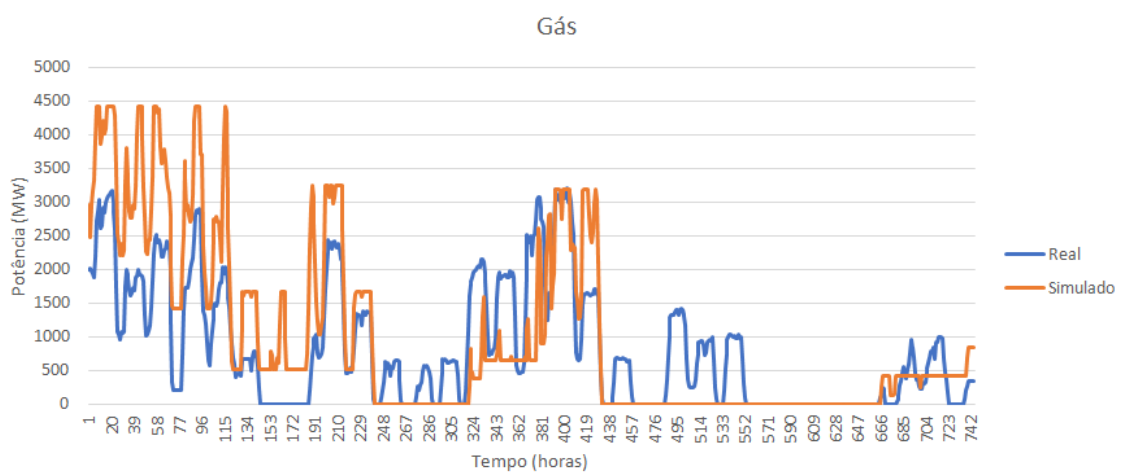


Figura 4.18: Resultado da simulação e valores reais de dezembro de 2020. Centrais a gás.

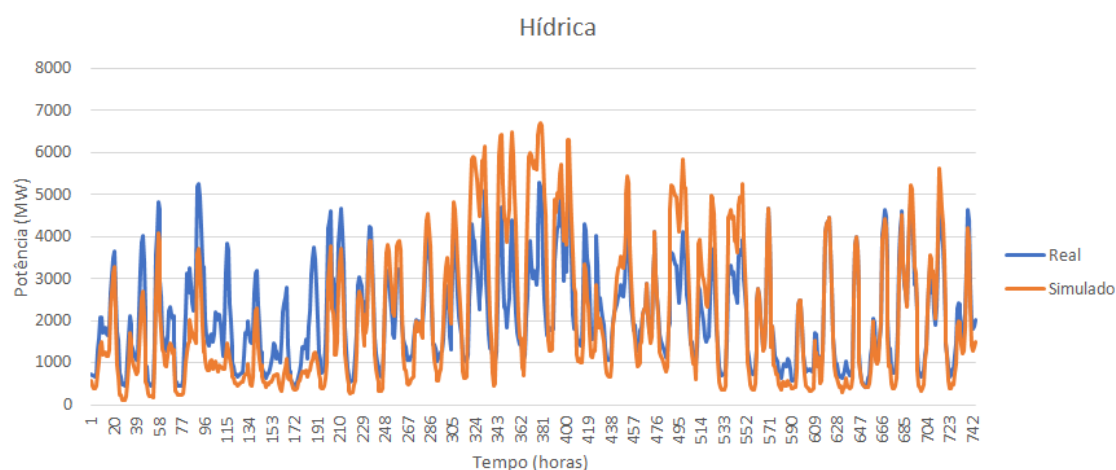


Figura 4.19: Resultado da simulação e valores reais de dezembro de 2020. Centrais hídricas.

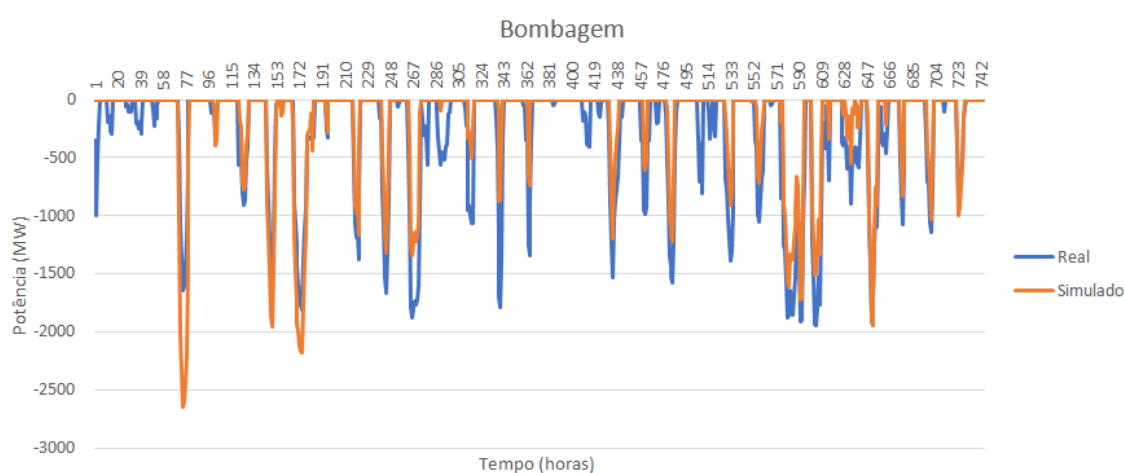


Figura 4.20: Resultado da simulação e valores reais de dezembro de 2020. Bombagem.

Verifica-se que os resultados obtidos através da simulação e os valores reais demonstram uma grande similaridade exceto na utilização de centrais a carvão e na bombagem.

Analisando a Tabela 4.7 e os perfis anteriores, é possível verificar que na simulação as centrais de produção a gás aumentaram a sua produção, apresentando uma diferença de 16,1%, em comparação com os valores reais para compensar a não utilização do carvão. Tendo em conta que o modelo é baseado no CG-DE, a simulação terá como objetivo comissionar os grupos de forma a reduzir os custos e, como tal, a diferença entre o real e a simulação pode ser explicada pelos preços dos combustíveis e das emissões das centrais a gás e carvão. Outro evento que pode explicar a utilização das centrais a carvão em detrimento das centrais a gás é o facto de as centrais a carvão terem antecipado a utilização do stock existente antes do seu descomissionamento em 2021 para gastar as reservas. Em termos de simulação versus produção real verificou-se que o total de produção térmica, gás e carvão, diferiu apenas 1,6%. Este valor representa uma variação mínima em relação ao real o que realça a validade dos parâmetros inseridos no simulador.

A Tabela 4.7 também demonstra uma diferença, na geração hídrica, de -3,3% em relação ao real. A variação da geração hídrica, inferior na simulação, deve-se ao facto de haver menos bombagem.

A bombagem apresentou uma diferença, de 37,1%, em relação ao real. As diferenças obtidas entre os resultados da simulação e os dados reais podem ser explicadas pelas diferentes dinâmicas entre custos considerados no modelo e os preços reais de mercado. A bombagem é impulsionada por diferenças de custo, entre as termoelétricas, que variam num intervalo relativamente curto. Por outro lado, no mercado real, a bombagem é realizada com base no preço de mercado por hora, que varia significativamente e dá origem a mais incentivos para a bombagem [1].

Os valores de bombagem são representados nas figuras como negativos porque representam consumo no sistema.

Após análise dos resultados verifica-se que existem diferenças entre os resultados gráficos das simulações e o real, para o ano de 2020, particularmente na simulação térmica em que o simulador não considerou a utilização a carvão e foi substituída pela geração a gás. No entanto, os valores globais são muito semelhantes o que valida o modelo em termos de CG e DE.

Capítulo 5

Aplicação do modelo ao sistema elétrico português em 2030

Neste capítulo aplica-se a metodologia, validada para o ano 2020, ao ano 2030. Vários cenários são analisados para estudar a penetração dos VEs no sistema elétrico português.

5 Aplicação do modelo ao sistema elétrico português em 2030

5.1 Introdução

A metodologia validada para o ano 2020 foi aplicada, neste capítulo, ao SEP previsto para 2030 para avaliar o impacto da integração dos VEs. Neste caso, os dados de entrada têm como referência os dados do cenário de 2020 com as respetivas atualizações de potências eólica, hídrica e fotovoltaica previstas no PDIRT 2029 e na evolução dos VEs prevista no RNC 2050.

Neste estudo para 2030 foram considerados 15 cenários para além do cenário base. Estes cenários permitem avaliar a penetração dos VEs no SEP em relação aos vários parâmetros que afetam a produção de energia.

Assim como na validação para o ano de 2020 o modelo utiliza o DE e CG para a solucionar o problema.

Em termos de integração dos VEs, foi considerado no modelo uma estratégia de carregamento controlada, a qual pela sua flexibilidade permite minimizar os custos do sistema. É aplicada uma metodologia marginal para aferir os custos e emissões dos VEs [1].

5.2 Cenários das simulações

De forma a estudar o impacto da integração dos VEs no sistema de energia foram considerados vários cenários que contemplam variações na penetração de VEs, no índice de produtividade hidroelétrica bem como nas potências eólica e fotovoltaica instaladas.

O cenário base para 2030 é o cenário de referência sem qualquer inclusão de VEs.

O cenário central inclui a penetração de VEs prevista para o ano de 2030 referida em 3.6. Este cenário permite analisar o impacto da integração dos VEs no SEP através de uma metodologia marginal. No modelo considerou-se uma estratégia de carregamento controlado que pode ser despachado a fim de minimizar os custos gerais do sistema, mas que garante os requisitos mínimos, tanto em termos de carga da bateria, que tem como objetivo um mínimo de 70% de carga da bateria pelas 7h da manhã [1].

O cenário central contempla a inclusão dos VEs e permite obter custos e emissões referentes aos VEs. Este cenário servirá ainda como base de comparação com os restantes cenários considerados.

Os restantes cenários apresentam variações, em relação ao cenário central, em termos de penetração de VEs, com percentagens de penetração de -25%, -50%, +25% e +50%, índices de

produtibilidade bem como de potências instaladas eólica, -25% e +25%, e fotovoltaica, -25% e +25%, relativamente aos valores indicados no PDIRT.

Nesta dissertação considerou-se apenas a geração no SEP e não foram consideradas trocas de energia por meio de interligações com o sistema elétrico espanhol.

O modelo não analisa qualquer impacto a nível de rede de distribuição, o que significa que qualquer constrangimento a nível de tensão não é considerado ou analisado.

5.2.1 Caracterização dos cenários analisados

Para simular o cenário base para 2030 foram considerados os dados previstos no PDIRT 2021-2029 e no PNEC 2030.

A nível de potências instaladas, PRE e hídrica fio de água, foram consideradas as discriminadas na Tabela 5.1. Sem informação sobre algum investimento previsto foi considerada a potência de hídrica de fio de água instalada em 2020.

Tabela 5.1: Potências instaladas em 2030 [45, 42].

Potência instalada [MW]	
Hídrica Fio de água	2.583
Mini-hídrica	829
Eólica	9.300
Fotovoltaica	9.000
Cogeração e biomassa	1.618

Para o cenário de referência considerou-se um ano de produção médio em termos de produtibilidade hídrica, eólica e solar (índices de produtibilidade unitários). Tendo em conta o investimento previsto no PDIRT, o aumento de capacidade de armazenamento e os afluxos de energia para as centrais hidroelétricas de albufeira com e sem bombagem considerou-se que a entrada em funcionamento da centrais de Gouvães, Alto Tâmega e Daivões trariam um afluxo adicional de 153 GWh, 142 GWh e 148 GWh respetivamente [1]. Considerou-se também uma percentagem de energia inicial e final de 50% e ainda a mesma percentagem mínima e máxima de energia que na validação de 2020. A Tabela 5.2 reflete as condições consideradas para as centrais hidroelétricas de albufeira com e sem bombagem.

Tabela 5.2: Energia total e níveis de armazenamento das centrais hídricas de albufeira, para 2030.

Unidade hídrica	Energia total (GWh)	Energia (%)			
		Mínima	Máxima	Inicial	Final
Com bombagem	1.799	18,5	81,7	50	50
Sem bombagem	1.348	46,3	85,2	50	50

A nível de centrais térmicas, as centrais a carvão foram descomissionadas entre 2021 e 2022 e não foram consideradas para 2030. O PDIRT indica que está previsto o descomissionamento da Tapada do Outeiro em 2029, como tal esta central também não foi considerada na simulação.

Para a análise de 2030, foi considerado que os preços do gás e do CO₂ serão 80 €/MWh_t e 60 €/t CO₂ respetivamente. À semelhança dos preços para 2020 considerou-se o índice de preço TTF, para o gás natural, e o preço para as emissões de CO₂ foi retirado da SENDECO2 [44].

As características técnicas das unidades térmicas previstas para o ano de 2030 estão apresentadas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Características técnicas das unidades térmicas portuguesas para 2030 [1].

Central elétrica	Capacidade	P _{máx}	P _{mín}	Eficiência	Potência a		Custos específicos de arranque	Desgaste
					descer	subir		
	(MW)	(MW)	(%)	(MW/h)	(MWh _t /MW)	(€/MW)		
Gás								
Ribatejo	3 x 392	392	127	57	267	366	3,5	8
Lares	2 x 413	413	130	57	270	370	3,5	8
Pego	2 x 419	419	130	57	270	370	3,5	8

Na Tabela 5.4 apresentam-se os custos de arranque, o consumo de combustível e as emissões de CO₂ das unidades térmicas das centrais disponíveis em 2030.

Tabela 5.4: Custos de arranque, consumo de combustível e emissões de CO₂ das unidades térmicas portuguesas [1].

Central elétrica	Consumo de combustível		Emissões de CO ₂		Custos de arranque			
	(Nm ³ /MWh _t)	(Nm ³ /MW)	(Kg/MWh _e)	(Kg/MW)	(€/Arranque)			
	Geração	Arranque	Geração	Arranque	Comb.	CO ₂	Desgaste	Total
Gás								
Ribatejo	93,6	327,6	354,3	706,8	10.001	898	3.136	14.035
Lares	93,6	327,6	354,3	706,8	10.238	919	3.304	14.292
Pego	93,6	327,6	354,3	706,8	10.238	919	3.352	14.292

O resumo do poder calorífico inferior e as emissões específicas de CO₂ encontram-se na Tabela 5.5.

Tabela 5.5: Poder calorífico inferior e emissões específicas de CO₂ [1].

	Poder calorífico inferior	Emissões específicas de CO ₂	
	(kWh _t /Nm ³)	(kgCO ₂ /GJ)	(kgCO ₂ /Nm ³)
Gás natural	10,68	56,1	2,16

O nível de procura previsto para 2030 é de 56 TWh em contraste com os 48,8 TWh em 2020. Este crescimento representa um aumento de 14,75% e é utilizado para o escalamento da carga para o ano de 2030. Os dados reais de 2020, sem VEs, são escalados de acordo com este crescimento estimado para o período até 2030.

No que diz respeito aos perfis de geração das tecnologias não despacháveis, assume-se que os perfis de geração para 2030 seguem perfis semelhantes aos de 2020. Além disso, os perfis de afluências hídricas são considerados semelhantes aos de 2020.

A geração PRE considerou-se como de integração obrigatória tal como para o cenário de 2020. Adicionalmente a geração PRE para 2030 também considera os dados reais da geração de 2020 do ORT. Estes dados são escalados de acordo com a capacidade instalada prevista para 2030 para cada tecnologia, de forma a obter os respetivos dados de geração para 2030.

O escalamento de produção de uma determinada tecnologia é efetuado através de 5.1 com base nos perfis de referência.

$$P_{2030}(t) = P_{2020}(t) \times \frac{P_{inst2030}}{P_{inst2020}} \times \frac{IP_{2030}}{IP_{2020}} \quad (5.1)$$

Onde $P_{2030}(t)$ é a produção de uma determinada tecnologia no ano 2030 num instante t e $P_{2020}(t)$ é a produção no ano 2020 num instante t . A $P_{inst2030}$ e $P_{inst2020}$ correspondem às potências instaladas em 2030 e 2020, respetivamente, e IP_{2030} e IP_{2020} correspondem aos índices de produtividade em 2030 e 2020, respetivamente.

Com este escalamento é possível simular para 2030 com os perfis de 2020 assumindo todos os dados e considerações de entrada previstos. Permite também fazer comparações entre os diferentes cenários e o cenário central.

5.2.1.1 Dados de entrada para os restantes cenários

No cenário central de 2030 introduz-se o consumo dos VEs previstos para 2030, tendo sido considerada uma penetração de 2.716.923 VEs de acordo com o 3.6.

Os restantes cenários considerados sofreram as variações identificados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6: Divisão de cenários para análise de resultados.

	Cenários
Variação da penetração de VEs.	VE+50%
	VE+25%
	Cenário central
	VE-25%
	VE-50%
Variação do índice de produtividade hídrica.	IPH_1,3
	Cenário central
	IPH_0,7
Variação do índice de produtividade solar.	IPS_1,1
	Cenário central
	IPS_0,9
Variação do índice de produtividade eólica.	IPE_1,1
	Cenário central
	IPE_0,9
Variação da potência eólica instalada.	PNEC_EOL+25%
	Cenário central
	PNEC_EOL-25%
Variação da potência fotovoltaica instalada.	PNEC_FV+25%
	Cenário central
	PNEC_FV-25%

5.3 Resultados das simulações

Neste capítulo apresenta-se os resultados das simulações. O impacto da integração dos VEs no sistema de energia português é calculado através de uma metodologia de valor marginal. A energia adicional, emissões e custos associados aos VEs são apresentados em cada cenário de simulação.

Primeiramente analisam-se os resultados dos cenários base e central e posteriormente efetua-se a análise de resultados de acordo com os grupos identificados na Tabela 5.7 Cenário base de 2030

Como referido anteriormente neste cenário são considerados os dados de entrada estipulados em 5.2.1. Os resultados agregados de geração de energia para as diferentes tecnologias obtidos na simulação são apresentados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7: Resultados do cenário base de 2030.

		Cenário base 2030
Produção total	GWh	65.063,00
Produção Renovável		
Hídrica	GWh	19.828,00
Fio de água	GWh	6.521,00
Albufeira	GWh	11.619,00
Mini-hídrica	GWh	1.689,00
Eólica	GWh	22.024,00
Solar	GWh	13.432,00
Biomassa/ Cogeração	GWh	7.985,00
Produção Não Renovável		
Gás natural	GWh	1.794,00
Consumo sem VEs	GWh	56.076,00
Consumo VEs	GWh	0,00
Saldo importador	GWh	0,00
Bombagem	GWh	8.550,00
Corte PRE	GWh	437,00
Emissões totais centrais a gás	Mt CO ₂	0,64
Custos corte PRE	M€	30,60
Custos totais	M€	292,66
Total de combustível e desgaste	M€	254,51
Total de CO ₂	M€	38,15
Custos específicos de centrais a gás	€/MWh	163,16
Arranques centrais a gás		60

Os valores anuais da geração por tecnologia, o consumo e a bombagem, para o cenário base, estão representados na Figura 5.1 e Figura 5.2.

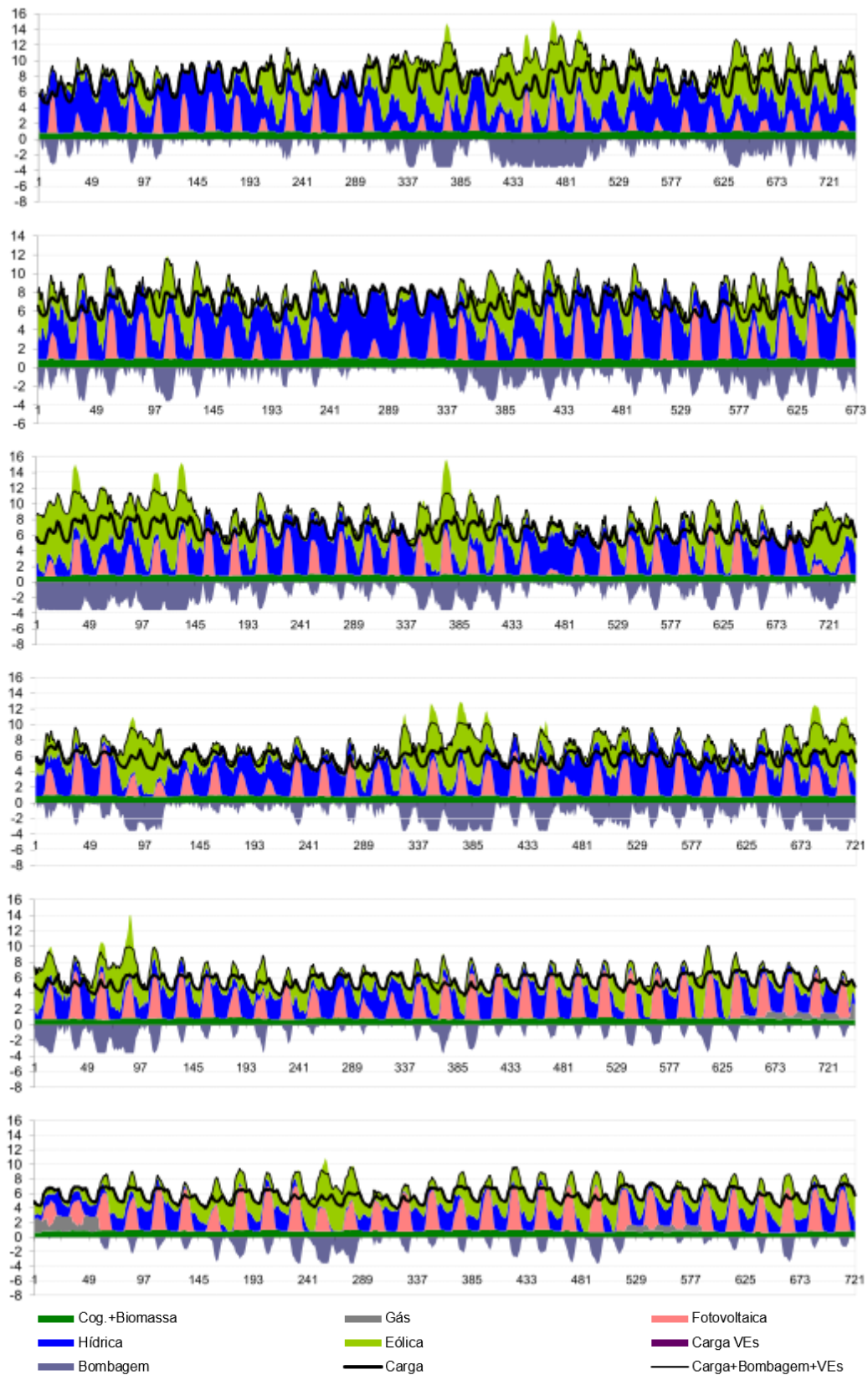


Figura 5.1: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário base nos meses de janeiro a junho.

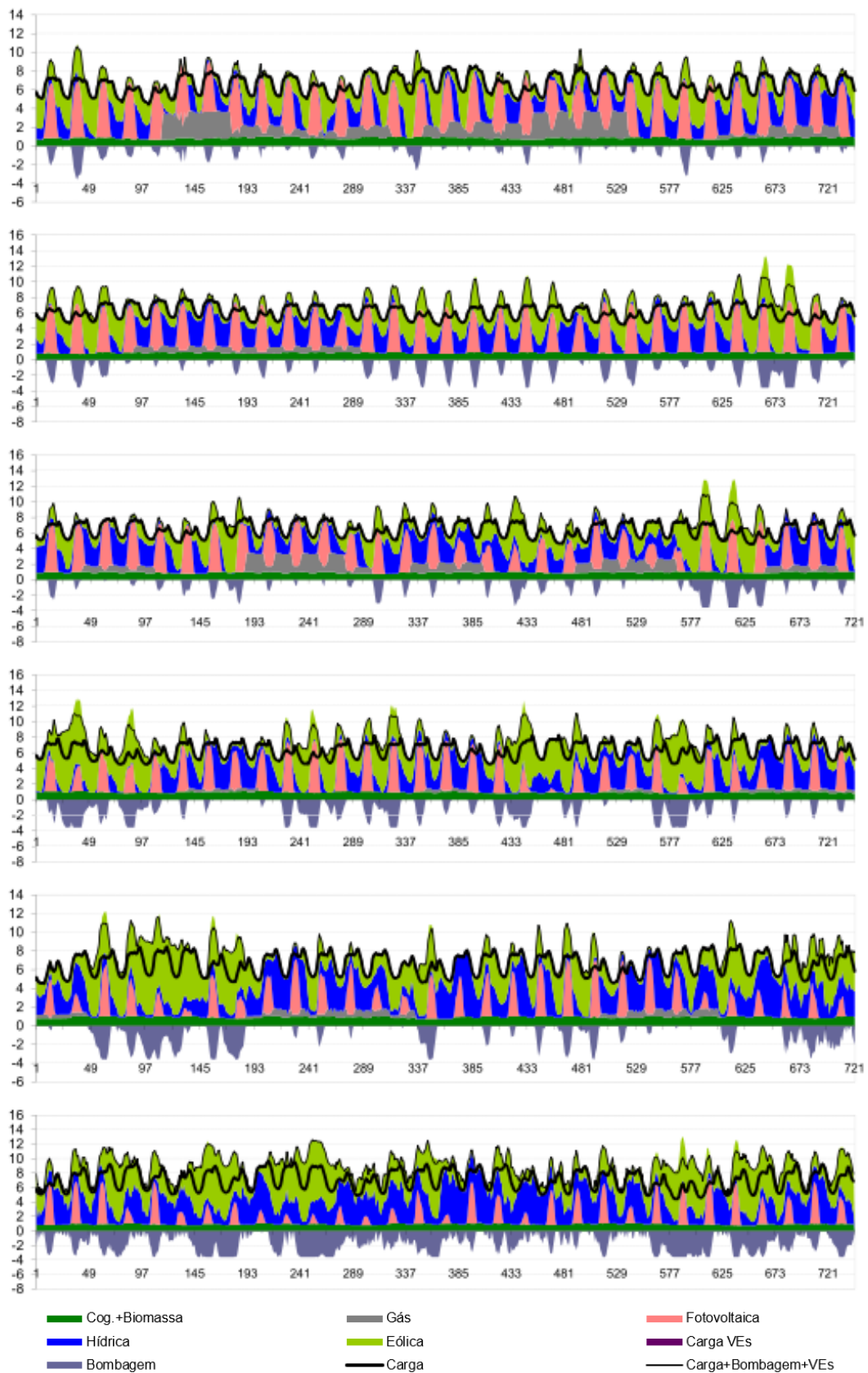


Figura 5.2: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário base nos meses de julho a dezembro.

Dos resultados obtidos é possível observar que a bombagem ocorre maioritariamente em períodos de grande geração eólica. No entanto, nota-se que houve bastante corte de PRE devido ao aumento de potência eólica instalada. Em termos de custos, o corte de PRE de 437 GWh traduziu-se num custo elevado de 30 milhões de euros considerando o valor, atribuído em 4.3.2, de 70 €/MWh.

Observa-se também que a geração fotovoltaica ocorre ao longo de todo o ano, mas mais regularmente nos meses de verão.

Verifica-se que as centrais térmicas a gás só operam quando a geração por energias renováveis não é suficiente para garantir o consumo tendo em conta os custos de combustível e CO₂ considerados. Considerando o aumento da potência instalada, de energias renováveis, a produção das centrais térmicas a gás é muito pouco expressiva em comparação com os resultados de 2020.

Nota-se que a geração hídrica coincide mais com os meses de inverno e de primavera.

5.3.1 Cenário central de 2030

Este cenário considera os mesmos dados de entrada, do cenário base, estipulados em 5.2.1 e a penetração dos VEs de acordo com 3.6. Os dados resultados obtidos na simulação são apresentados na Tabela 5.8. Os valores da geração por tecnologia, do consumo e da bombagem para o cenário central estão representados na Figura 5.3 e Figura 5.4, para todo o ano, numa base horária.

Tabela 5.8: Resultados do cenário base e central de 2030.

		Cenário base 2030	Cenário central 2030	Diferença %
Produção total	GWh	65.063,00	65.655,00	0,9
Produção Renovável				
Hídrica	GWh	19.828,00	14.739,00	-25,7
Fio de água	GWh	6.521,00	6.521,00	0,0
Albufeira	GWh	11.619,00	6.529,00	-43,8
Mini-hídrica	GWh	1.689,00	1.689,00	0,0
Eólica	GWh	22.024,00	22.024,00	0,0
Solar	GWh	13.432,00	13.432,00	0,0
Biomassa/ Cogeração	GWh	7.985,00	7.985,00	0,0
Produção Não Renovável				
Gás natural	GWh	1.794,00	7.475,00	316,7
Consumo sem VEs	GWh	56.076,00	56.076,00	0,0
Consumo VEs	GWh	0,00	7.372,00	
Saldo importador	GWh	0,00	0,00	
Bombagem	GWh	8.550,00	2.189,00	-74,4
Corte PRE	GWh	437,00	18,46	-95,8
Emissões totais centrais a gás	Mt CO ₂	0,64	2,66	315,6
Custos corte PRE	M€	30,60	1,29	-95,8
Custos totais	M€	292,66	1.211,58	314,0
Total de combustível e desgaste	M€	254,51	1.052,64	313,6
Total de CO ₂	M€	38,15	158,94	316,6
Custos específicos de centrais a gás	€/MWh	163,16	162,08	-0,7
Arranques centrais a gás		60	77	28,3

Os valores anuais da geração por tecnologia, o consumo e a bombagem, para o cenário central, estão representados na Figura 5.3 e Figura 5.4.

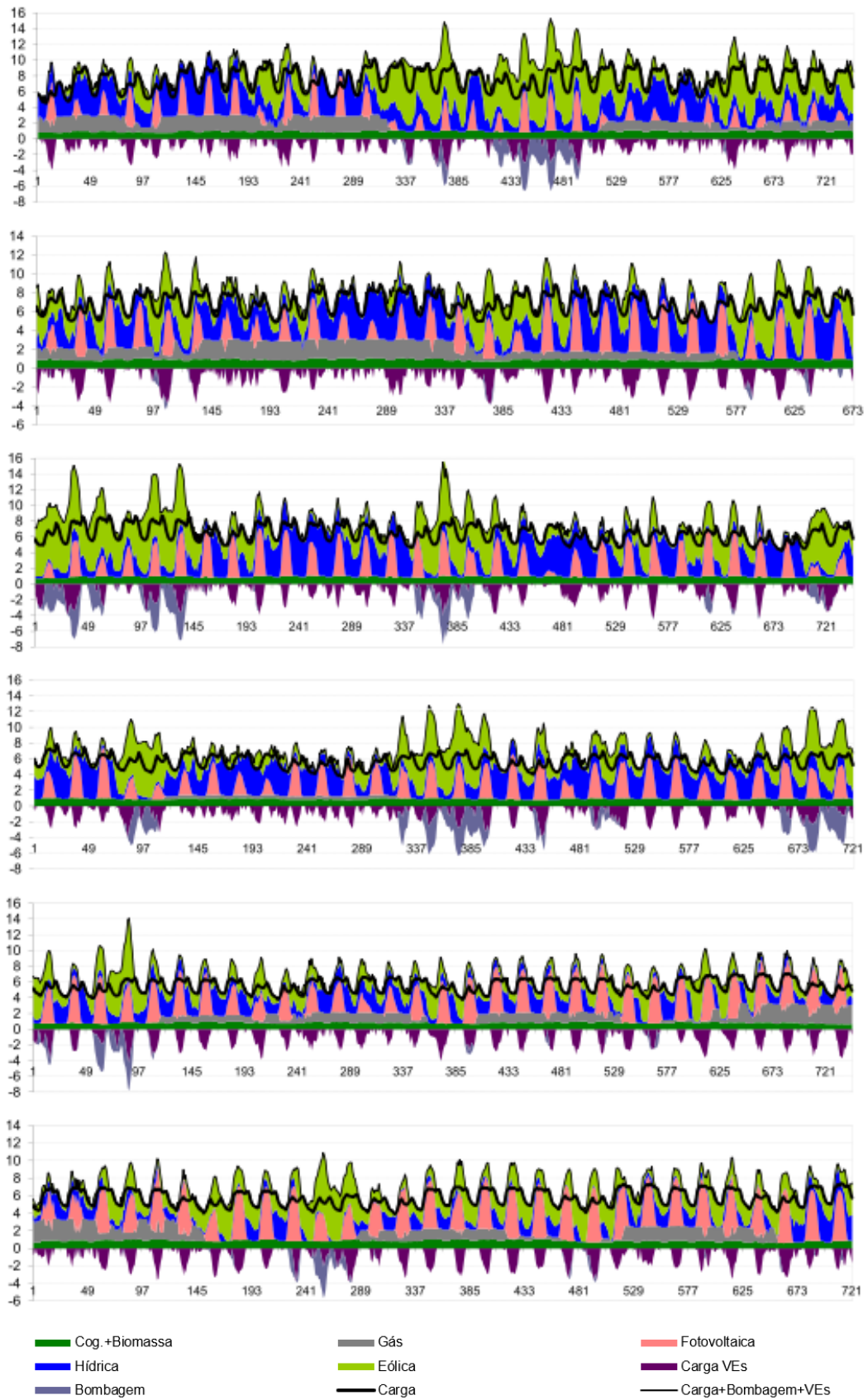


Figura 5.3: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário central nos meses de janeiro a junho.

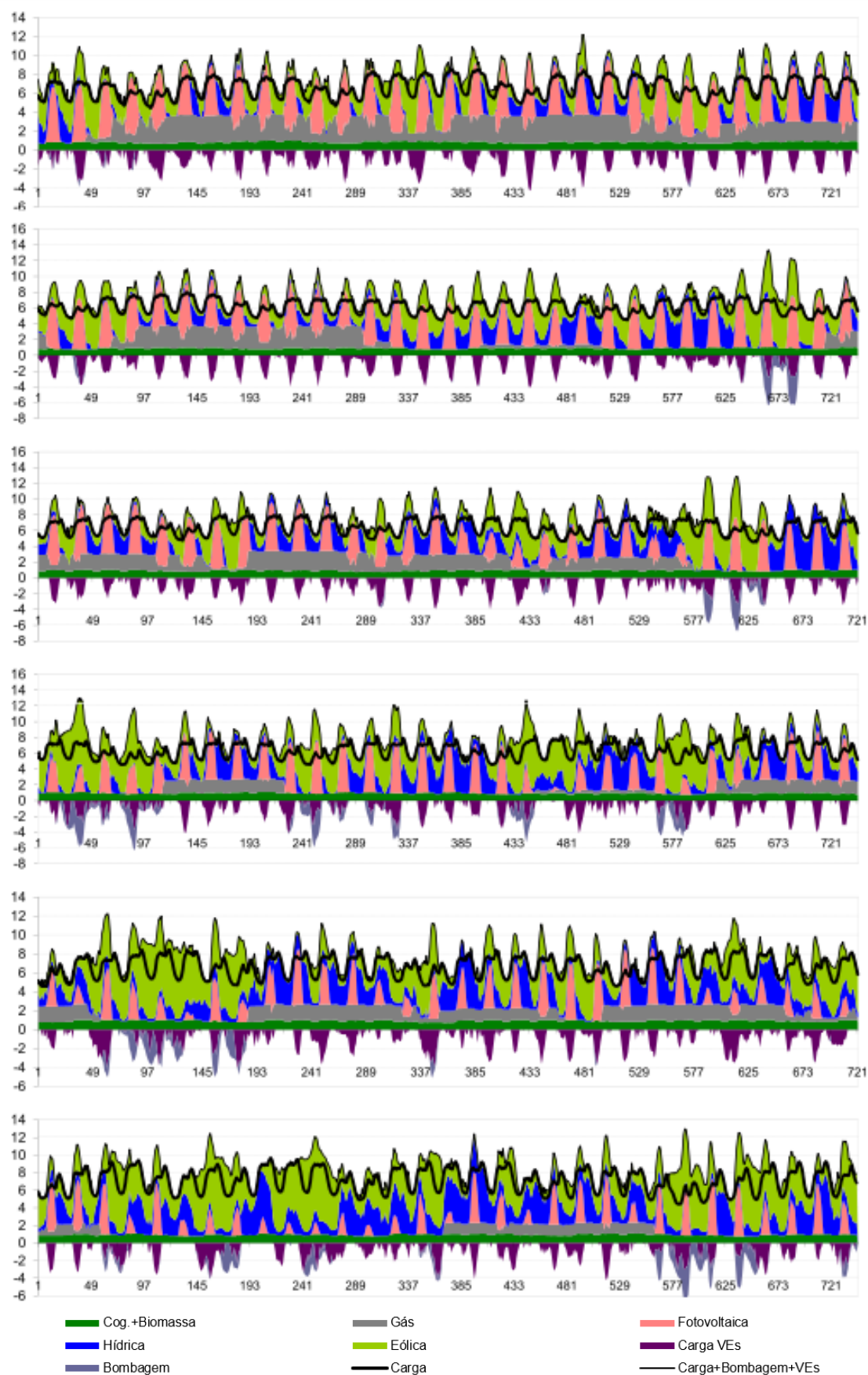


Figura 5.4: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário central nos meses de julho a dezembro.

Da Figura 5.3, Figura 5.4 e da Tabela 5.8 é possível observar que no cenário central se verifica uma grande redução de bombagem em comparação com o cenário base. Por sua vez, houve uma redução bastante expressiva do corte de PRE devido ao consumo dos VEs e do carregamento controlado que permitiu escoar esta energia mais facilmente.

Para satisfazer o consumo adicional dos VEs recorreu-se ao aumento de produção das centrais térmicas a gás com uma variação de 316,7% em relação ao cenário base. Devido a este aumento de produção por centrais térmicas nota-se, neste cenário, o aumento dos custos de combustíveis das centrais a gás e maiores custos e emissões de CO₂.

Apesar do consumo adicional dos VEs, o carregamento controlado permitiu distribuir a carga e não se verificou nenhum pico de consumo que comprometesse o SEP. O aumento da potência renovável instalada considerada para o ano de 2030 aliada com as centrais térmicas a gás permite fornecer este consumo adicional para as condições simuladas.

Na Tabela 5.9 estão representados os resultados obtidos para os VEs.

Tabela 5.9: Custos específico e emissões específicas para o ano 2030 do cenário central.

	Custos específicos (€/MWh)	Custos específicos por quilómetro (c€/km)	Emissões específicas (g CO ₂ /kWh)	Emissões específicas por quilómetro (g CO ₂ /km)
Cenário central	96,11	2,44	210,76	53,47

5.3.2 Cenários de variação de penetração de VEs

Os resultados obtidos para os cenários com variação da penetração de VEs encontram-se compilados na Tabela 5.10 juntamente com os resultados do cenário central, para comparação. Os gráficos correspondentes aos valores horários obtidos nas simulações encontram-se no Apêndice A.

Tabela 5.10: Resultados de geração por tecnologia, emissões e custos para o ano 2030 dos cenários com variação de penetração de VEs.

		VE+50%	VE+25%	Cenário central	VE-25%	VE-50%
Produção total	GWh	68.764,00	67.074,00	65.655,00	64.696,00	63.712,00
Produção Renovável						
Hídrica	GWh	14.240,00	14.400,00	14.739,00	15.421,00	16.054,00
Fio de água	GWh	6.521,00	6.521,00	6.521,00	6.521,00	6.521,00
Albufeira	GWh	6.030,00	6.191,00	6.529,00	7.211,00	7.844,00
Mini-hídrica	GWh	1.689,00	1.689,00	1.689,00	1.689,00	1.689,00
Eólica	GWh	22.024,00	22.024,00	22.024,00	22.024,00	22.024,00
Solar	GWh	13.432,00	13.432,00	13.432,00	13.432,00	13.432,00
Biomassa/ Cogeração	GWh	7.985,00	7.985,00	7.985,00	7.985,00	7.985,00
Produção Não Renovável						
Gás natural	GWh	11.084,00	9.234,00	7.475,00	5.835,00	4.217,00
Consumo sem VEs	GWh	56.076,00	56.076,00	56.076,00	56.076,00	56.076,00
Consumo VEs	GWh	11.058,00	9.215,00	7.372,00	5.529,00	3.686,00
Saldo importador	GWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Bombagem	GWh	1.564,00	1.765,00	2.189,00	3.041,00	3.832,00
Corte PRE	GWh	66,00	18,00	18,50	51,00	117,00
Emissões totais centrais a gás	Mt CO ₂	3,93	3,28	2,66	2,08	1,50
Custos corte PRE	M€	4,63	1,28	1,29	3,58	8,21
Custos totais	M€	1.793,63	1.494,78	1.211,58	946,50	685,36
Total de combustível e desgaste	M€	1.557,96	1.298,45	1.052,64	822,43	595,70
Total de CO ₂	M€	235,66	196,32	158,94	124,07	89,66
Custos específicos de centrais a gás	€/MWh	161,82	161,89	162,08	162,20	162,53
Arranques centrais a gás		51	56	77	76	86

5.3.2.1 Corte de PRE

O corte da PRE ocorre maioritariamente durante os períodos noturnos quando há maior disponibilidade de energia eólica. Da

Tabela 5.10 é possível observar que o corte ocorre principalmente nos cenários com menor penetração de VEs e no cenário com maior penetração de VEs. Sem o consumo adicional dos VEs ou sem aumentar a capacidade de armazenamento o SEP não consegue escoar a energia produzida. No caso do cenário com maior penetração foi necessário recorrer à produção por centrais térmicas a gás para colmatar o consumo adicional o que fez com que as centrais a gás estivessem mais tempo ligadas e fosse necessário cortar a PRE porque não tinha como ser escoada.

Nota-se também que os cenários com mais corte de PRE têm, obviamente, mais custos associados ao desperdício desta energia.

A Figura 5.5 representa o corte de PRE por cenário.

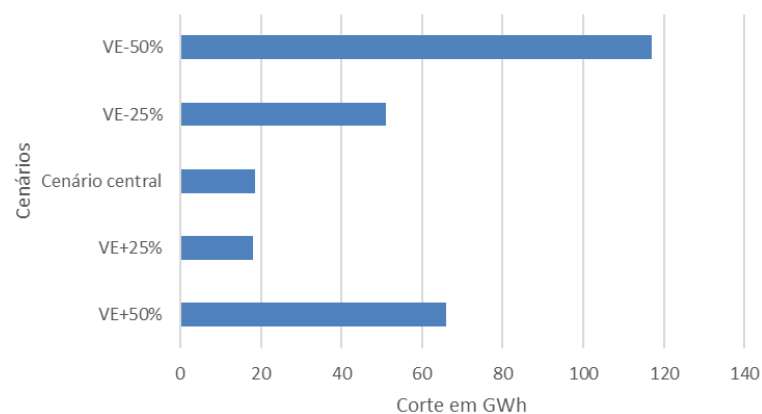


Figura 5.5: Corte de PRE por cenário com variação de penetração de VEs.

5.3.2.2 Bombagem

A bombagem ocorre principalmente durante os períodos noturnos onde há maior disponibilidade de energia eólica.

É possível verificar na

Tabela 5.10 que a bombagem ocorre principalmente nos cenários onde existe menor consumo dos VEs. Os cenários que consideram menos 25% e 50% de VEs representam uma quebra no consumo e possibilitam que a energia eólica seja utilizada na bombagem em vez de satisfazer o consumo dos VEs.

5.3.2.3 Emissões específicas e emissões específicas por quilómetro dos VEs

Os valores das emissões específicas, dos VEs, obtidas através das simulações estão disponíveis na Tabela 5.11.

É possível verificar que as emissões específicas são variáveis consoante os cenários e que o aumento da carga tem impacto no sistema particularmente quando é necessário recorrer à produção por centrais a gás. Nota-se que nos cenários onde há maior penetração dos VEs houve um incremento na produção por centrais a gás e por consequência um aumento de emissões em relação ao cenário central devido a uma menor utilização de energia renovável.

Tabela 5.11: Custos específicos e emissões específicas para o ano 2030 dos cenários com variação de penetração de VEs

	Custos específicos (€/MWh)	Custos específicos por quilómetro (c€/km)	Emissões específicas (g CO ₂ /kWh)	Emissões específicas por quilómetro (g CO ₂ /km)
VE+50%	118,9	2,7	261,0	58,0
VE+25%	109,5	2,6	240,0	56,0
Cenário central	96,1	2,4	210,8	53,5
VE-25%	76,3	2,3	167,0	51,0
VE-50%	52,2	2,1	115,0	46,0

Na Figura 5.6 representam-se as emissões específicas para os cenários de penetração de VEs.

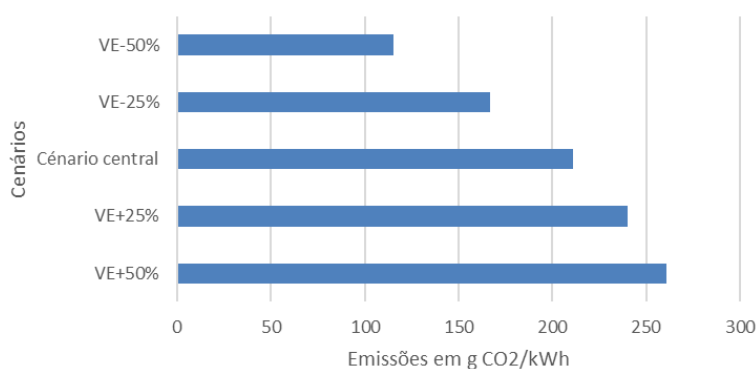


Figura 5.6: Emissões específicas por cenário com variação de penetração de VEs.

Na Figura 5.7 representam-se as emissões específicas por quilómetro para os cenários de penetração de VEs.

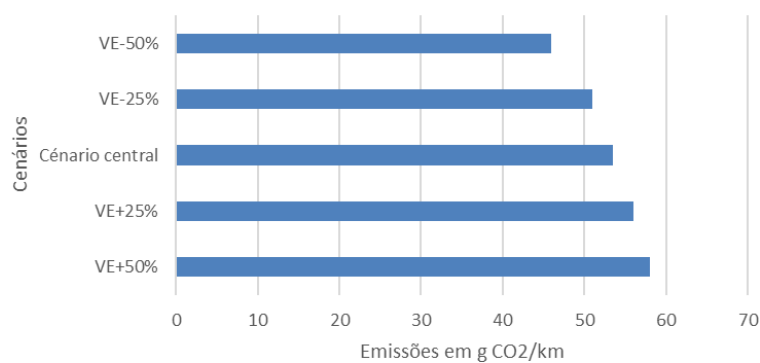


Figura 5.7: Emissões específicas por quilômetro por cenário com variação de penetração de VEs.

5.3.2.4 Custos específicos e específicos por quilômetro dos VEs

Os valores dos custos específicos, dos VEs, obtidos através das simulações estão disponíveis na Tabela 5.11. À semelhança das emissões verifica-se que os custos específicos e específicos por quilômetro aumentam com a utilização das centrais a gás para compensar a penetração dos VEs. Quando há uma maior penetração de VEs aumentam os custos devido à utilização das centrais térmicas.

Na Figura 5.8 estão representados os custos específicos para os cenários de penetração de VEs.

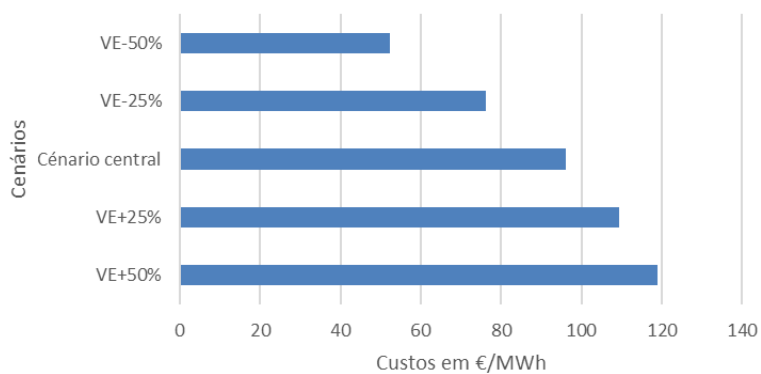


Figura 5.8: Custos específicos por cenário com variação de penetração de VEs.

Na Figura 5.9 estão representados os custos específicos por quilômetro para os cenários de penetração de VEs.

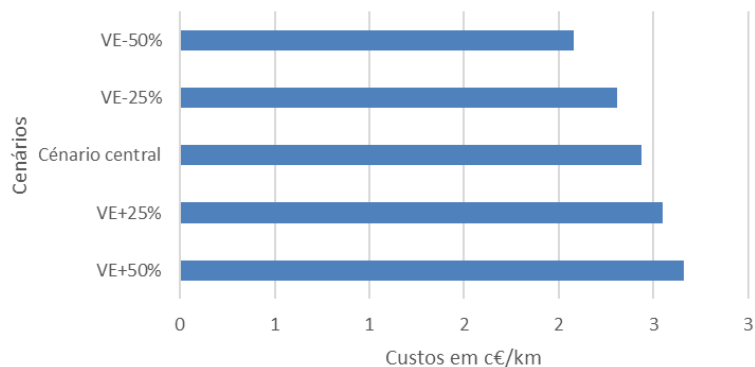


Figura 5.9: Custos específicos por quilómetro por cenário com variação de penetração de VEs.

5.3.3 Cenários de variação de IPH

Os cenários de IPH consideram os valores históricos de variação ao longo dos anos. De acordo com a informação disponibilizada do ORT, entre 2011 e 2020, o IPH variou entre 0,47 e 1,33 [38]. Como o IPH de 0,47 é um valor extremamente baixo considerou-se o intervalo entre 0,7 e 1,3 para analisar o impacto, em 2030, deste índice nos resultados.

Os resultados obtidos para os cenários com variação de IPH encontram-se compilados na Tabela 5.12. Na tabela encontra-se também o cenário central para comparação. Os gráficos correspondentes aos valores horários obtidos nas simulações encontram-se no Apêndice A.

Tabela 5.12: Resultados de geração por tecnologia, emissões e custos para o ano 2030 dos cenários com variação de IPH.

		IPH_1,3	Cenário central	IPH_0,7
Produção total	GWh	68.817,00	65.655,00	65.359,00
Produção Renovável				
Hídrica	GWh	21.147,00	14.739,00	10.602,00
Fio de água	GWh	8.477,00	6.521,00	4.565,00
Albufeira	GWh	10.474,00	6.529,00	4.855,00
Mini-hídrica	GWh	2.195,00	1.689,00	1.182,00
Eólica	GWh	22.024,00	22.024,00	22.024,00
Solar	GWh	13.432,00	13.432,00	13.432,00
Biomassa/ Cogeração	GWh	7.985,00	7.985,00	7.985,00
Produção Não Renovável				
Gás natural	GWh	4.229,00	7.475,00	11.316,00
Consumo sem VEs	GWh	56.076,00	56.076,00	56.076,00
Consumo VEs	GWh	7.372,00	7.372,00	7.372,00
Saldo importador	GWh	0,00	0,00	0,00
Bombagem	GWh	5.328,00	2.189,00	1.888,00
Corte PRE	GWh	41,00	18,46	23,00
Emissões totais centrais a gás	Mt CO ₂	1,50	2,66	4,02
Custos corte PRE	M€	2,84	1,29	1,62
Custos totais	M€	685,60	1.211,58	1.834,37
Total de combustível e desgaste	M€	595,69	1.052,64	1.593,77
Total de CO ₂	M€	89,91	158,94	240,60
Custos específicos de centrais a gás	€/MWh	162,12	162,08	162,10
Arranques centrais a gás		48	77	123

5.3.3.1 Corte de PRE

Da Tabela 5.12 é possível observar que o corte ocorre quando há maior disponibilidade de recurso hídrico, no entanto uma variação do IPH como ocorreu no cenário IPH_0,7 não foi benéfica para o sistema porque resultou num corte superior ao cenário central.

O cenário IPH_1,3 apresentou valores de corte de PRE na ordem dos 41 GWh e como tal apresentou os maiores custos em relação ao cenário IPH_0,7 e ao cenário central.

O cenário central apresentou um maior equilíbrio, com o IPH 1, e a variação deste índice para os valores históricos não foi tão benéfico para o sistema em termos de corte de PRE.

Na Figura 5.10 encontra-se representado o corte de PRE por cenário.

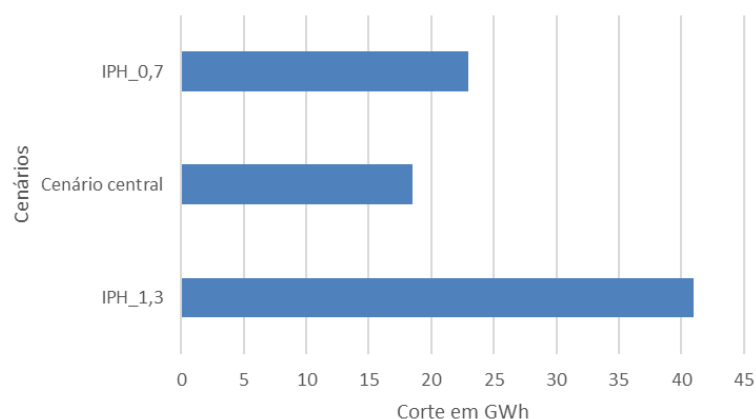


Figura 5.10: Corte de PRE por cenário com variação de IPH.

5.3.3.2 Bombagem

Verifica-se na Tabela 5.12 que a bombagem foi predominante no cenário IPH_1,3 devido à maior presença de recurso hídrico. Com mais recurso hídrico disponível a energia eólica foi mais aproveitada para a bombagem, no entanto com tanta abundância como verificado anteriormente este cenário apresentou o maior corte de PRE.

5.3.3.3 Emissões específicas e emissões específicas por quilómetro dos VEs

Os valores das emissões específicas, dos VEs, obtidas das simulações estão disponíveis na Tabela 5.13.

Como esperado o cenário IPH_1,3 recorreu bastante menos à geração de centrais térmicas a gás, 4.229 GWh contra os 7.475 GWh do cenário central e 11.316 GWh do cenário IPH_0,7, o que se traduziu em emissões específicas e específicas por quilómetro bastante mais baixas. Neste aspeto o cenário IPH_1,3 foi o que obteve melhores resultados globais.

Tabela 5.13: Custos específicos e emissões específicas para o ano 2030 dos cenários com variação de IPH.

	Custos específicos (€/MWh)	Custos específicos por quilómetro (c€/km)	Emissões específicas (g CO ₂ /kWh)	Emissões específicas por quilómetro (g CO ₂ /km)
IPH_1,3	30,9	1,04	68,0	23,0
Cenário central	96,1	2,44	210,7	53,4
IPH_0,7	166,5	4,09	365,0	90,0

Na Figura 5.11 estão representadas as emissões específicas para os cenários com variação de IPH.

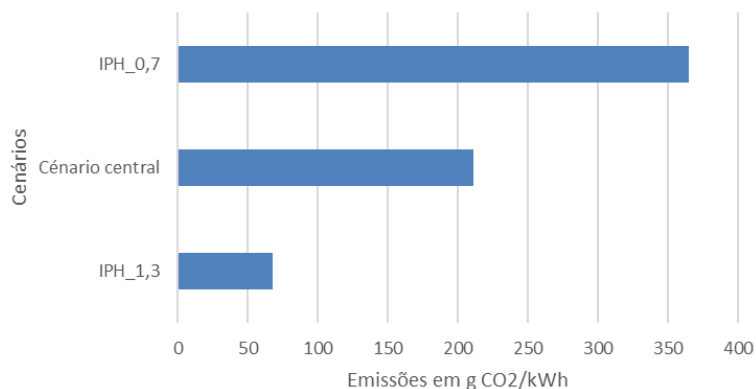


Figura 5.11: Emissões específicas por cenário com variação de IPH.

Na Figura 5.12 estão representadas as emissões específicas por quilómetro para os cenários com variação de IPH.

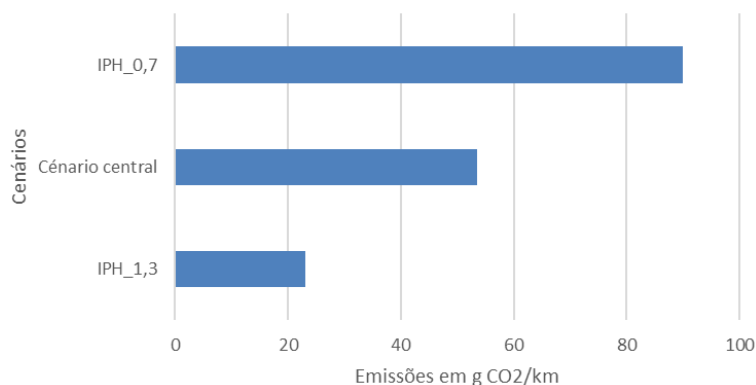


Figura 5.12: Emissões específicas por quilómetro por cenário com variação de IPH.

5.3.3.4 Custos específicos e específicos por quilómetro dos VEs

Os valores dos custos específicos, dos VEs, obtidos através das simulações estão disponíveis na Tabela 5.13. Verifica-se que os custos específicos aumentam com a utilização das centrais a gás para compensar a falta de recurso hídrico. Na Figura 5.13 estão representados os custos específicos para os cenários com variação de IPH.

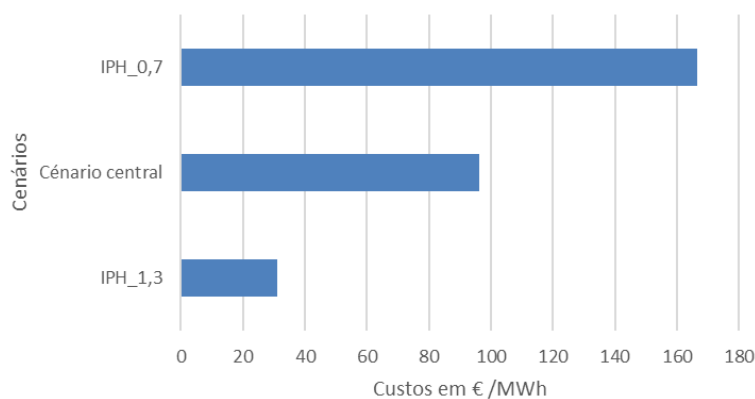


Figura 5.13: Custos específicos por cenário com variação de IPH.

A variação de IPH tem impacto no aumento dos custos por quilómetro devido à utilização das centrais térmicas a gás. Quanto maior a disponibilidade do recurso hídrico menor custos há por quilómetro.

Na Figura 5.14 estão representados os custos específicos por quilómetro para os cenários com variação de IPH.

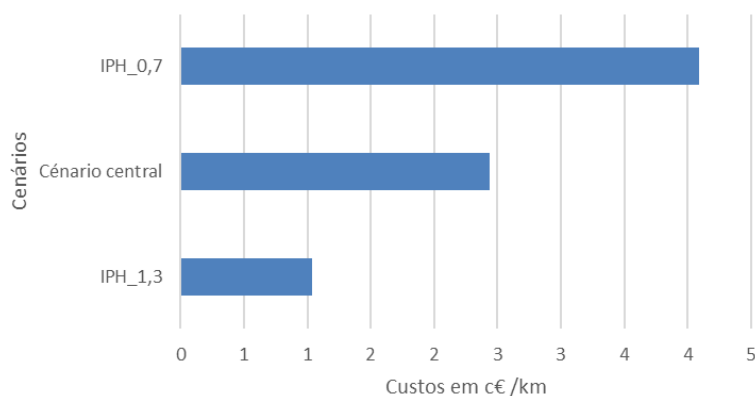


Figura 5.14: Custos específicos por quilómetro por cenário com variação de IPH.

5.3.4 Cenários de variação de IPS

À semelhança dos cenários de IPH os cenários de IPS também consideram os valores históricos de variação ao longo dos anos. De acordo com a informação disponibilizada do ORT, entre 2011 e 2020, o IPH variou entre 0,9 e 1,01 [38]. Para avaliar o impacto, em 2030, deste índice nos resultados considerou-se o intervalo entre 0,9 e 1,1.

Os resultados obtidos dos cenários com variação de IPS encontram-se compilados na Tabela 5.14. Na tabela encontra-se também o cenário central para comparação. Os gráficos correspondentes aos valores horários obtidos nas simulações encontram-se no Apêndice A.

Tabela 5.14: Resultados de geração por tecnologia, emissões e custos para o ano 2030 dos cenários com variação de IPS.

		IPS_1,1	Cenário central	IPS_0,9
Produção total	GWh	65.802,00	65.655,00	65.485,00
Produção Renovável				
Hídrica	GWh	14.775,00	14.739,00	14.599,00
Fio de água	GWh	6.521,00	6.521,00	6.521,00
Albufeira	GWh	6.956,00	6.529,00	6.389,00
Mini-hídrica	GWh	1.689,00	1.689,00	1.689,00
Eólica	GWh	22.024,00	22.024,00	22.024,00
Solar	GWh	14.775,00	13.432,00	12.090,00
Biomassa/ Cogeração	GWh	7.985,00	7.985,00	7.985,00
Produção Não Renovável				
Gás natural	GWh	6.243,00	7.475,00	8.787,00
Consumo sem VEs	GWh	56.076,00	56.076,00	56.076,00
Consumo VEs	GWh	7.372,00	7.372,00	7.372,00
Saldo importador	GWh	0,00	0,00	0,00
Bombagem	GWh	2.722,00	2.189,00	2.013,00
Corte PRE	GWh	23,00	18,46	22,00
Emissões totais centrais a gás	Mt CO ₂	2,22	2,66	3,12
Custos corte PRE	M€	1,59	1,29	1,55
Custos totais	M€	1.012,29	1.211,58	1.422,82
Total de combustível e desgaste	M€	879,55	1.052,64	1.235,99
Total de CO ₂	M€	132,74	158,94	186,83
Custos específicos de centrais a gás	€ /MWh	162,15	162,08	161,92
Arranques centrais a gás		74	77	60

5.3.4.1 Corte de PRE

Da Tabela 5.14 é possível observar que o aumento do IPS não teve grande impacto no corte de PRE. Apesar do aumento da produção de energia solar, esta energia é gerada durante o dia enquanto a maior geração de eólica verifica-se à noite. Como tal, o aumento ou redução do recurso solar teve pouca expressão na variação do corte de PRE e nos custos do desperdício desta energia. O aumento ligeiro do corte de PRE, no cenário IPS_0,9, pode ser explicado pelo arranque das centrais térmicas a gás porque as centrais a gás estariam a funcionar e como tal, considerando o DE, seria mais caro desligá-las para a aproveitar a energia gerada pela PRE.

A Figura 5.15 representa o corte de PRE por cenário.

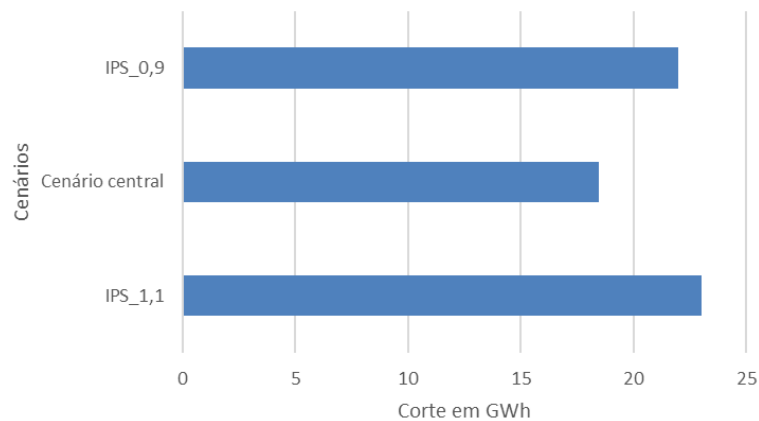


Figura 5.15: Corte de PRE por cenário com variação de IPS.

5.3.4.2 Bombagem

Verifica-se na Tabela 5.14 que a bombagem foi predominante no cenário IPS_1,1 em relação aos restantes cenários. A produção solar é imposta e deve ser logo absorvida pelo sistema, mas alguma parte foi armazenada através das centrais hídricas de albufeira com recurso a bombagem. No entanto, o aumento não foi muito expressivo em relação às simulações dos cenários de variação de IPH.

5.3.4.3 Emissões específicas e emissões específicas por quilómetro dos VEs

Os valores das emissões específicas, dos VEs, obtidas nas simulações estão disponíveis na Tabela 5.15.

A disponibilidade dos recursos renováveis melhora as emissões específicas e os cenários com variação de IPS não foram exceção. Com maior geração de energia fotovoltaica foi possível reduzir a geração de centrais térmicas a gás, mas o impacto não foi tão grande como nos cenários de variação de IPH.

Quando há diminuição de um recurso renovável o sistema recorre à utilização de centrais térmicas a gás para satisfazer o consumo o que aumenta as emissões específicas dos VEs. No cenário IPS_0,9 houve mais recurso a centrais térmicas, 8.787 GWh contra os 7.475 GWh do cenário central e 6.243 GWh do cenário IPS_1,1, o que levou ao aumento das emissões.

Tabela 5.15: Custos específicos e emissões específicas para o ano 2030 dos cenários com variação de IPS.

	Custos específicos (€/MWh)	Custos específicos por quilómetro (c€/km)	Emissões específicas (g CO ₂ /kWh)	Emissões específicas por quilómetro (g CO ₂ /km)
IPS_1,1	71,29	1,91	156,00	42,00
Cenário central	96,11	2,44	210,76	53,47
IPS_0,9	120,42	3,00	264,00	66,00

Na Figura 5.16 estão representadas as emissões específicas para os cenários com variação de IPS.

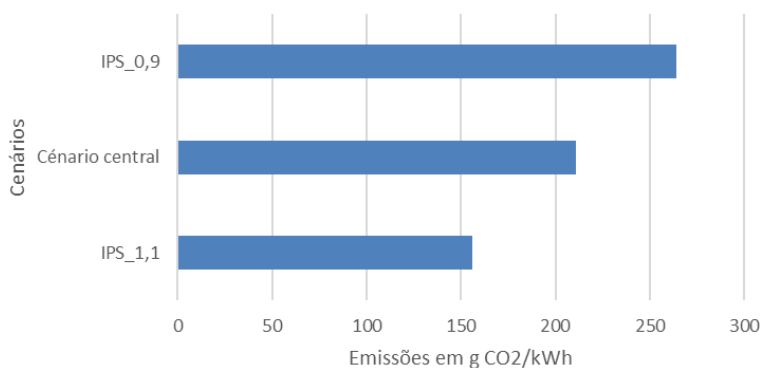


Figura 5.16: Emissões específicas por cenário com variação de IPS.

Na Figura 5.17 estão representadas as emissões específicas por quilómetro para os cenários com variação de IPS.

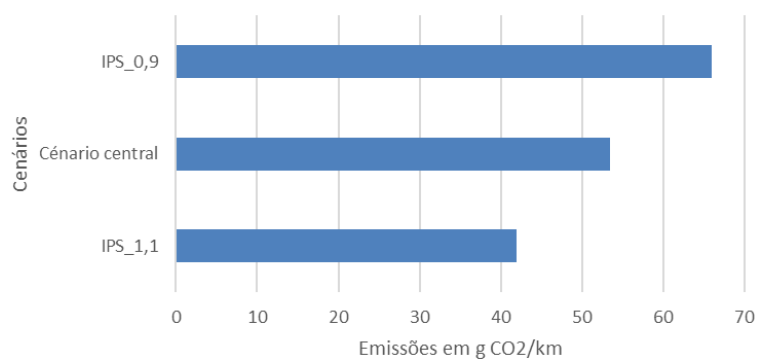


Figura 5.17: Emissões específicas por quilómetro por cenário com variação de IPS.

5.3.4.4 Custos específicos e específicos por quilómetro dos VEs

Os valores dos custos específicos, dos VEs, obtidos através das simulações estão disponíveis na Tabela 5.15. O recurso às centrais térmicas a gás aumenta os custos específicos e a variação de IPS no sistema traduziu-se numa maior utilização da geração das centrais térmicas para o cenário IPS_0,9 e uma menor utilização para o cenário IPS_1,1.

Na Figura 5.18 estão representados os custos específicos para os cenários com variação de IPS.

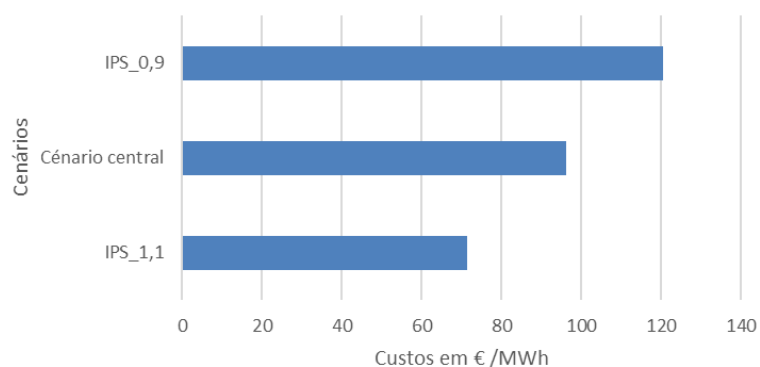


Figura 5.18: Custos específicos por cenário com variação de IPS.

À semelhança da variação de IPH na variação de IPS os custos específicos por quilómetro dos VEs seguem a mesma tendência e, novamente, o cenário com maior disponibilidade de recurso renovável reduz os custos por quilómetro.

Na Figura 5.19 estão representados os custos específicos por quilómetro para os cenários com variação de IPS.

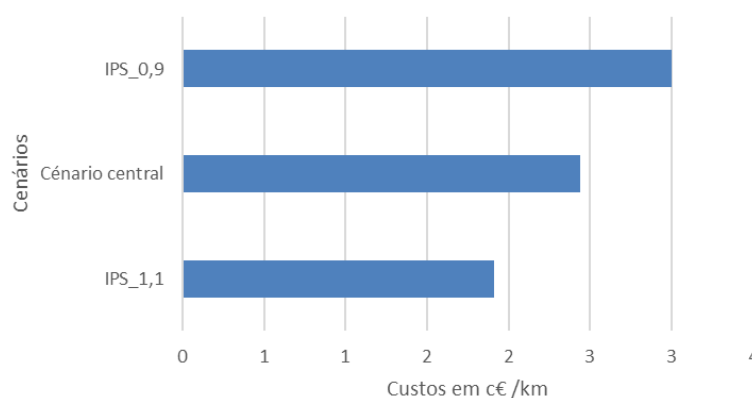


Figura 5.19: Custos específicos por quilómetro por cenário com variação de IPS.

5.3.5 Cenários de variação de IPE

Os cenários de IPE também consideram os valores históricos de variação ao longo dos anos. De acordo com a informação disponibilizada do ORT, entre 2011 e 2020, o IPH variou entre 0,94 e 1,18 [38]. Para avaliar o impacto, em 2030, deste índice nos resultados considerou-se o intervalo entre 0,9 e 1,1.

Os resultados obtidos dos cenários com variação do IPE encontram-se compilados na Tabela 5.16. Na tabela encontra-se também o cenário central para comparação. Os gráficos correspondentes aos valores horários obtidos nas simulações encontram-se no Apêndice A.

Tabela 5.16: Resultados de geração por tecnologia, emissões e custos para o ano 2030 dos cenários com variação de IPE.

		IPE_1,1	Cenário central	IPE_0,9
Produção total	GWh	66.840,00	65.655,00	64.888,00
Produção Renovável				
Hídrica	GWh	15.643,00	14.739,00	14.125,00
Fio de água	GWh	6.521,00	6.521,00	6.521,00
Albufeira	GWh	7.434,00	6.529,00	5.916,00
Mini-hídrica	GWh	1.689,00	1.689,00	1.689,00
Eólica	GWh	24.226,00	22.024,00	19.821,00
Solar	GWh	13.432,00	13.432,00	13.432,00
Biomassa/ Cogeração	GWh	7.985,00	7.985,00	7.985,00
Produção Não Renovável				
Gás natural	GWh	5.554,00	7.475,00	9.525,00
Consumo sem VEs	GWh	56.076,00	56.076,00	56.076,00
Consumo VEs	GWh	7.372,00	7.372,00	7.372,00
Saldo importador	GWh	0,00	0	0
Bombagem	GWh	3.319,00	2.189,00	1.421,00
Corte PRE	GWh	74,00	18,46	18,72
Emissões totais centrais a gás	Mt CO ₂	1,97	2,66	3,38
Custos corte PRE	M€	5,16	1,29	1,31
Custos totais	M€	900,71	1.211,58	1.542,92
Total de combustível e desgaste	M€	782,62	1.052,64	1.340,41
Total de CO ₂	M€	118,09	158,94	202,51
Custos específicos de centrais a gás	€ /MWh	162,17	162,08	162,00
Arranques centrais a gás		68	77	81

5.3.5.1 Corte de PRE

Da Tabela 5.16 é possível observar que o aumento do IPE teve um grande impacto no corte de PRE revelando no cenário IPE_1,1 um aumento do corte de 18,46 GWh, do cenário central, para 74 GWh o que se traduziu em mais custos relacionados com o corte.

A Figura 5.20 representa o corte de PRE por cenário.

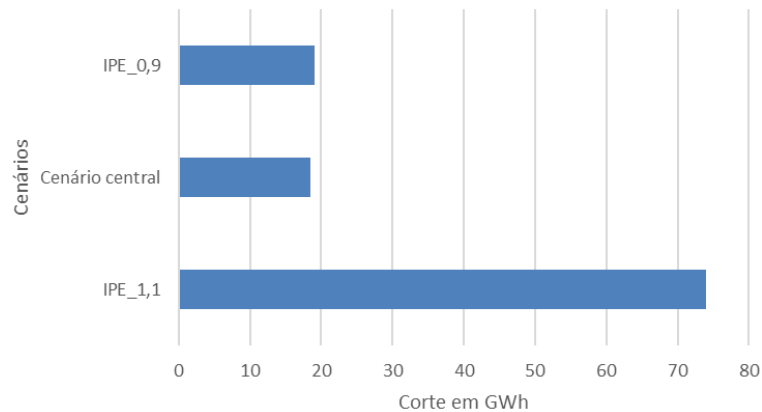


Figura 5.20: Corte de PRE por cenário com variação de IPE.

5.3.5.2 Bombagem

Verifica-se na Tabela 5.16 que a bombagem foi predominante no cenário IPE_1,1 em relação aos restantes cenários devido a uma maior disponibilidade da energia eólica durante o período em que há menor consumo, período de vazio, o que potenciou a bombagem adicional neste cenário. Apesar do aumento da bombagem neste cenário muita energia de PRE foi cortada.

Como esperado o cenário IPE_0,9 devido à menor disponibilidade de vento teve menor bombagem que o cenário central.

5.3.5.3 Emissões específicas e emissões específicas por quilómetro dos VEs

Os valores das emissões específicas, dos VEs, obtidas das simulações estão disponíveis na Tabela 5.17.

Novamente, a disponibilidade dos recursos renováveis melhora as emissões específicas dos VEs. Nota-se que o cenário IPE_1,1 demonstrou os melhores resultados em termos de emissões específicas porque recorreu menos à produção térmica.

Como expectável as emissões específicas foram mais altas no cenário IPE_0,9 do que nos outros cenários devido à menor disponibilidade de energia eólica.

Tabela 5.17: Custos específicos e emissões específicas para o ano 2030 dos cenários com variação de IPE.

	Custos específicos (€/MWh)	Custos específicos por quilómetro (c€/km)	Emissões específicas (g CO ₂ /kWh)	Emissões específicas por quilómetro (g CO ₂ /km)
IPE_1,1	56,87	1,61	125,00	35,00
Cenário central	96,11	2,44	210,76	53,47
IPE_0,9	142,18	3,32	312,00	73,00

Na Figura 5.21 estão representadas as emissões específicas para os cenários com variação de IPE.

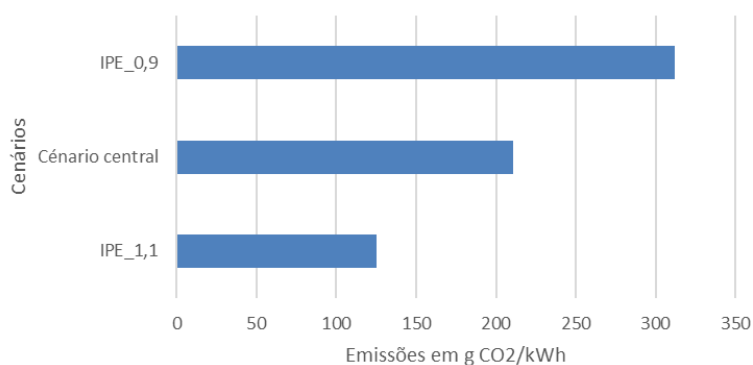


Figura 5.21: Emissões específicas por cenário com variação de IPE.

Na Figura 5.22 estão representadas as emissões específicas por quilómetro para os cenários com variação de IPE.

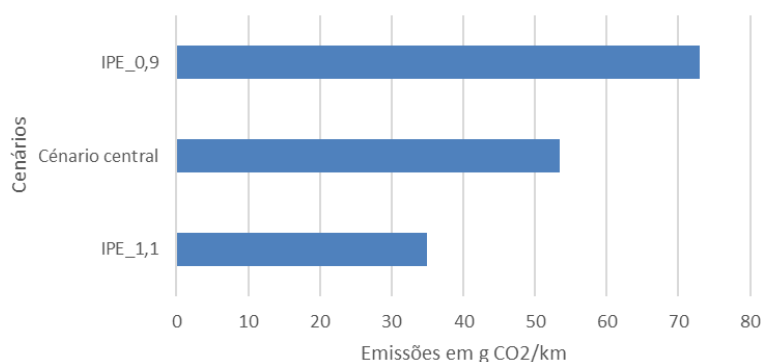


Figura 5.22: Emissões específicas por quilómetro por cenário com variação de IPE.

5.3.5.4 Custos específicos e específicos por quilómetro dos VEs

Os valores dos custos, específicos e específicos por quilómetro, dos VEs obtidos através das simulações estão disponíveis na Tabela 5.17. Assim como nos cenários anteriores, a variação dos recursos renováveis leva a uma maior ou menor utilização das centrais térmicas a gás consoante a sua disponibilidade. Os custos refletem o aumento da utilização desta tecnologia térmica e o cenário IPE_0,9 que revelou a maior utilização desta tecnologia apresenta os maiores custos específicos e específicos por quilómetro.

Na Figura 5.23 estão representados os custos específicos para os cenários com variação de IPE.

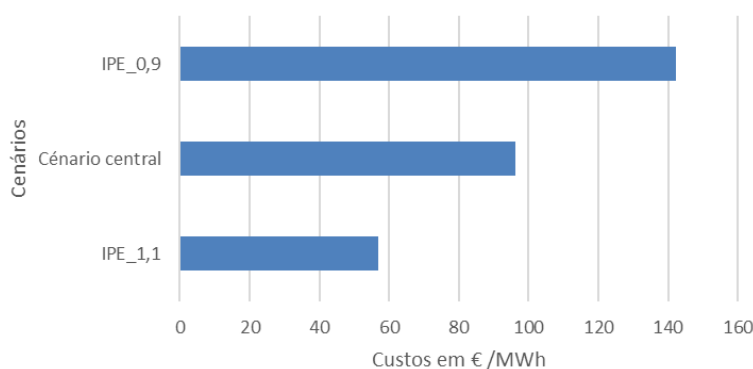


Figura 5.23: Custos específicos por cenário com variação de IPE.

Na Figura 5.24 estão representados os custos específicos por quilómetro para os cenários com variação de IPE.

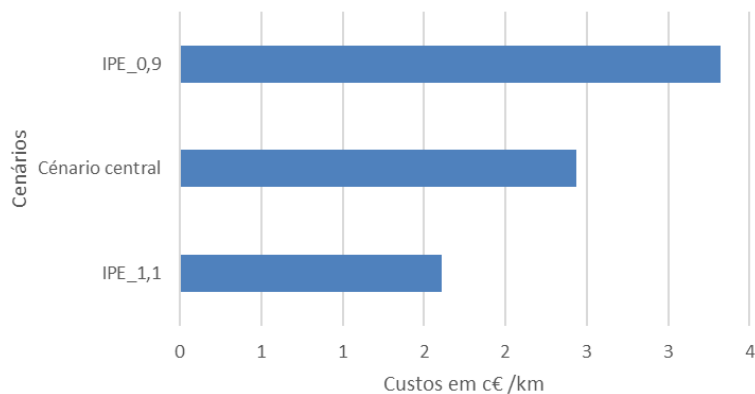


Figura 5.24: Custos específicos por quilómetro por cenário com variação de IPE.

5.3.6 Cenários de variação de potência eólica instalada

Os resultados obtidos dos cenários com variação da potência eólica instalada encontram-se compilados na Tabela 5.18. Na tabela encontra-se também o cenário central para comparação. Os gráficos correspondentes aos valores horários obtidos nas simulações encontram-se no Apêndice A.

Tabela 5.18: Resultados de geração por tecnologia, emissões e custos para o ano 2030 dos cenários com variação da potência eólica instalada.

		PNEC_EOL+25%	Cenário central	PNEC_EOL-25%
Produção total	GWh	69.309,00	65.655,00	64.016,00
Produção Renovável				
Hídrica	GWh	17.432,00	14.739,00	13.438,00
Fio de água	GWh	6.521,00	6.521,00	6.521,00
Albufeira	GWh	9.222,00	6.529,00	5.228,00
Mini-hídrica	GWh	1.689,00	1.689,00	1.689,00
Eólica	GWh	27.530,00	22.024,00	16.518,00
Solar	GWh	13.432,00	13.432,00	13.432,00
Biomassa/ Cogeração	GWh	7.985,00	7.985,00	7.985,00
Produção Não Renovável				
Gás natural	GWh	2.930,00	7.475,00	12.643,00
Consumo sem VEs	GWh	56.076,00	56.076,00	56.076,00
Consumo VEs	GWh	7.372,00	7.372,00	7.372,00
Saldo importador	GWh	0	0	0
Bombagem	GWh	5.555,00	2.189,00	562,00
Corte PRE	GWh	306,00	18,46	6,00
Emissões totais centrais a gás	Mt CO ₂	1,04	2,66	4,49
Custos corte PRE	M€	21,39	1,29	0,41
Custos totais	M€	475,37	1.211,58	2046,67
Total de combustível e desgaste	M€	413,08	1.052,64	1.777,85
Total de CO ₂	M€	62,29	158,94	268,82
Custos específicos de centrais a gás	€ /MWh	162,26	162,08	161,88
Arranques centrais a gás		42	77	74

5.3.6.1 Corte de PRE

Da Tabela 5.18 é possível observar que o aumento da potência eólica instalada, no cenário PNEC_EOL+25%, representou uma grande variação de corte de PRE em relação ao cenário central. A variação de -25% de potência instalada eólica, em relação ao cenário central, apresentou um enorme decréscimo em termos de corte de PRE e dos custos do corte.

Houve um grande corte de PRE no cenário PNEC_EOL+25% pelo que esta energia poderia ser aproveitada se houvesse maior penetração de VEs ou outros sistemas de armazenamento.

A Figura 5.25 representa o corte de PRE por cenário.

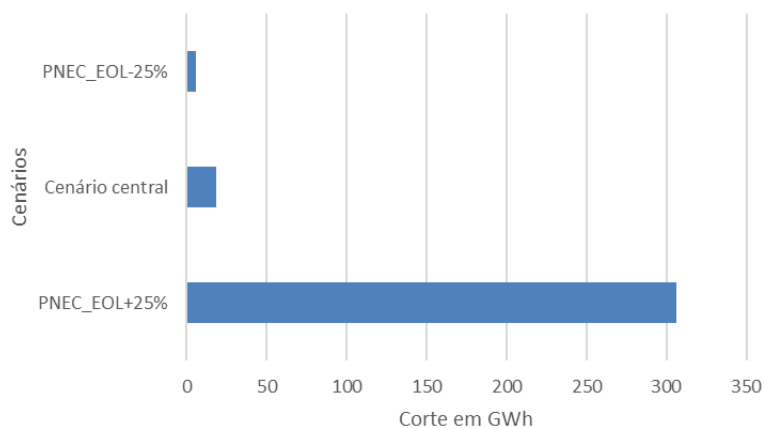


Figura 5.25: Corte de PRE por cenário com variação de potência eólica instalada.

5.3.6.2 Bombagem

Verifica-se na Tabela 5.18, novamente, que a bombagem foi predominante quando existe maior produção eólica. O cenário PNEC_EOL+25%, em relação aos restantes cenários, apresentou uma bombagem de 5.555 GWh contra os 2.189 GWh e 562 GWh, do cenário central e PNEC_EOL-25% respetivamente.

5.3.6.3 Emissões específicas e emissões específicas por quilómetro dos VEs

Os valores das emissões, específicas e específicas por quilómetro, dos VEs obtidos das simulações estão disponíveis na Tabela 5.19.

O aumento da potência instalada eólica apresentou emissões específicas muito reduzidas em comparação com o cenário central. Com o aumento de potência instalada foi possível reduzir de um consumo de 7.475 GWh, de produção térmica a gás, para 2.930 GWh.

Como expectável as emissões específicas foram mais altas no cenário PNEC_EOL-25% do que nos outros cenários.

Tabela 5.19: Custos específicos e emissões específicas para o ano 2030 dos cenários com variação de potência eólica instalada.

	Custos específicos (€/MWh)	Custos específicos por quilómetro (c€/km)	Emissões específicas (g CO ₂ /kWh)	Emissões específicas por km (g CO ₂ /km)
PNEC_EOL+25%	14,13	0,48	31,00	11,00
Cenário central	96,11	2,44	210,76	53,47
PNEC_EOL-25%	221,06	4,65	485,00	102,00

Na Figura 5.26 estão representadas as emissões específicas para os cenários com variação de potência eólica instalada.

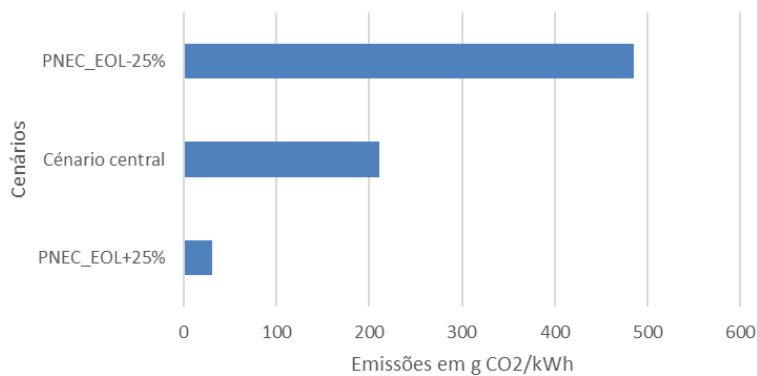


Figura 5.26: Emissões específicas por cenário com variação de potência eólica instalada.

Na Figura 5.27 estão representadas as emissões por quilómetro para os cenários com variação de potência eólica instalada.

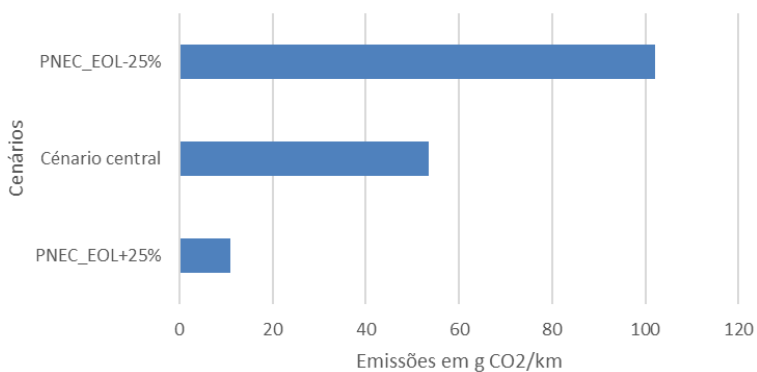


Figura 5.27: Emissões específicas por quilómetro por cenário com variação de potência eólica instalada.

5.3.6.4 Custos específicos e específicos por quilómetro dos VEs

Os valores dos custos específicos, dos VEs, obtidos através das simulações estão disponíveis na Tabela 5.19. Os resultados obtidos refletem que uma maior penetração de potência instalada no sistema leva a uma menor utilização das centrais térmicas a gás.

O aumento da utilização da geração por centrais térmicas incrementa os custos específicos. O cenário PNEC_EOL-25% retrata este aumento devido à utilização bastante grande de geração por centrais térmicas.

Na Figura 5.28 estão representados os custos específicos para os cenários com variação de potência eólica instalada.

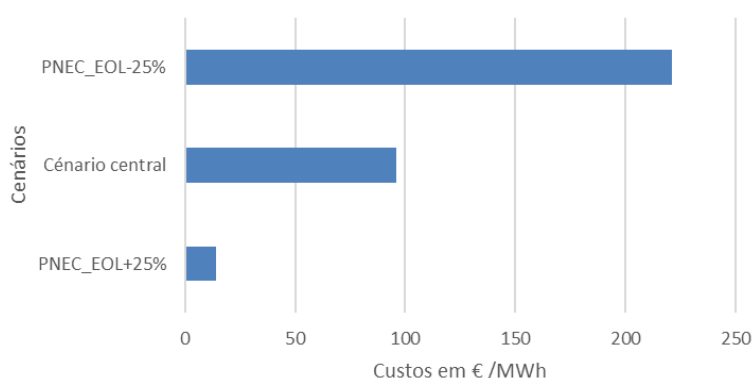


Figura 5.28: Custos específicos por cenário com variação de potência eólica instalada.

Na Figura 5.29 estão representados os custos específicos por quilómetro para os cenários com variação de potência eólica instalada.

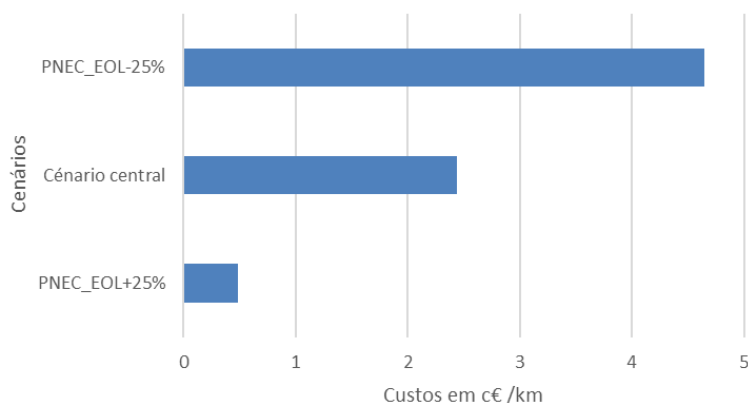


Figura 5.29: Custos específicos por quilómetro por cenário com variação de potência eólica instalada.

5.3.7 Cenários de variação de potência fotovoltaica instalada

Os resultados obtidos dos cenários com variação da potência fotovoltaica instalada encontram-se compilados na Tabela 5.20. Na tabela encontra-se também o cenário central para comparação. Os gráficos correspondentes aos valores horários obtidos nas simulações encontram-se no Apêndice A.

Tabela 5.20: Resultados de geração por tecnologia, emissões e custos para o ano 2030 dos cenários com variação da potência fotovoltaica instalada.

		PNEC_FV+25%	Cenário central	PNEC_FV-25%
Produção total	GWh	67.291,00	65.655,00	65.163,00
Produção Renovável				
Hídrica	GWh	15.971,00	14.739,00	14.323,00
Fio de água	GWh	6.521,00	6.521,00	6.521,00
Albufeira	GWh	7.762,00	6.529,00	6.114,00
Mini-hídrica	GWh	1.689,00	1.689,00	1.689,00
Eólica	GWh	22.024,00	22.024,00	22.024,00
Solar	GWh	16.790,00	13.432,00	10.074,00
Biomassa/ Cogeração	GWh	7.985,00	7.985,00	7.985,00
Produção Não Renovável				
Gás natural	GWh	4.521,00	7.475,00	10.757,00
Consumo sem VEs	GWh	56.076,00	56.076,00	56.076,00
Consumo VEs	GWh	7.372,00	7.372,00	7.372,00
Saldo importador	GWh	0,00	0,00	0,00
Bombagem	GWh	3.729,00	2.189,00	1.669,00
Corte PRE	GWh	114,00	18,46	46,00
Emissões totais centrais a gás	Mt CO ₂	1,61	2,66	3,82
Custos corte PRE	M€	7,96	1,29	3,22
Custos totais	M€	734,62	1.211,58	1.740,63
Total de combustível e desgaste	M€	638,50	1.052,64	1.511,92
Total de CO ₂	M€	96,12	158,94	228,73
Custos específicos de centrais a gás	€/MWh	162,50	162,08	161,82
Arranques centrais a gás		89	77	49

5.3.7.1 Corte de PRE

Da Tabela 5.20 é possível observar que o aumento da potência fotovoltaica instalada, à semelhança do aumento de potência eólica instalada, no cenário PNEC_FV+25%, apresentou uma grande variação, mas não tão expressiva, de corte de PRE em relação ao cenário central. O cenário PNEC_FV-25% apresentou, em relação ao cenário central, um aumento considerável também de corte de PRE e de custos. Este aumento pode ser explicado novamente pelo modelo ser baseado em redução de custos e, como tal, o aumento do corte de PRE ocorreu porque as

centrais a gás estariam a funcionar e seria mais caro desligá-las para a aproveitar a energia de PRE. Nota-se no cenário PNEC_FV-25% que a produção de térmicas a gás é mais expressiva e mantiveram-se ligadas mais tempo do que nos outros cenários.

A Figura 5.30 representa o corte de PRE por cenário.

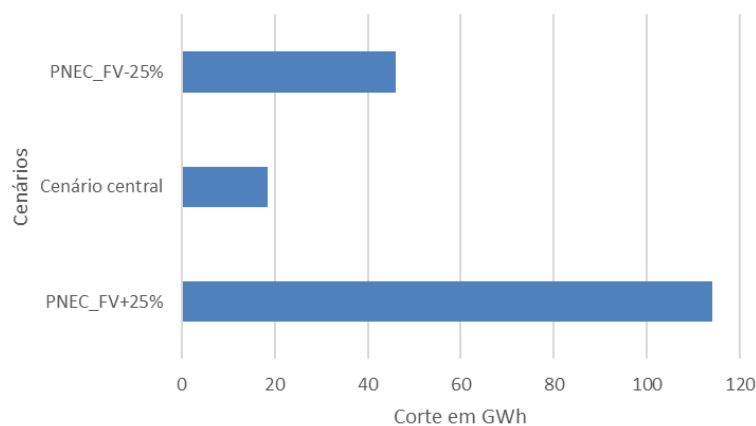


Figura 5.30: Corte de PRE por cenário com variação de potência fotovoltaica instalada.

5.3.7.2 Bombagem

Verifica-se na Tabela 5.20 que o cenário com mais potência fotovoltaica instalada, PNEC_FV+25%, apresentou mais bombagem com 3.729 GWh contra os 2.189 GWh e 1.669 GWh, do cenário central e PNEC_FV-25% respetivamente.

5.3.7.3 Emissões específicas e emissões específicas por quilómetro dos VEs

Os valores das emissões específicas, dos VEs, obtidas das simulações estão disponíveis na Tabela 5.21.

Tal como no cenário PNEC_EOL+25%, o cenário PNEC_FV+25% apresentou emissões específicas menores em comparação com o cenário central. Com o aumento de potência instalada foi possível reduzir a produção térmica a gás de 7.475 GWh, do cenário central, para 4.521 GWh.

Como expectável as emissões específicas foram mais altas no cenário PNEC_FV-25% do que nos outros cenários.

Tabela 5.21: Custos específicos e emissões específicas para o ano 2030 dos cenários com variação de potência fotovoltaica instalada.

	Custos específicos (€/MWh)	Custos específicos por quilómetro (c€/km)	Emissões específicas (g CO ₂ /kWh)	Emissões específicas por quilómetro (g CO ₂ /km)
PNEC_FV+25%	39,81	1,17	87,00	26,00
Cenário central	96,11	2,44	210,76	53,47
PNEC_FV-25%	160,16	3,84	351,00	84,00

Na Figura 5.31 estão representadas as emissões específicas para os cenários com variação de potência fotovoltaica instalada.

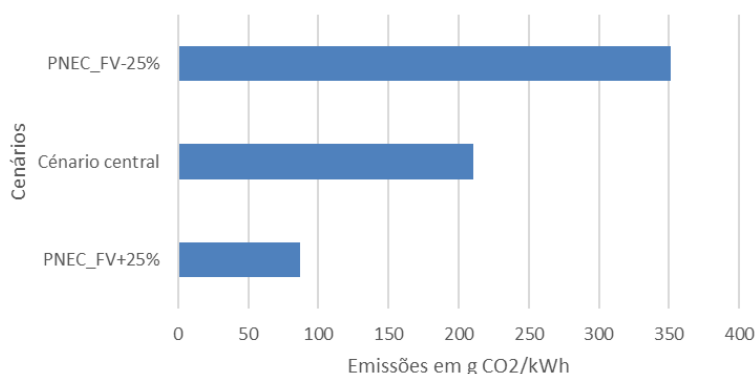


Figura 5.31: Emissões específicas por cenário com variação de potência fotovoltaica instalada.

Uma maior penetração de geração fotovoltaica, no cenário PNEC_FV+25%, demonstra que as emissões específicas dos VEs são mais baixas em comparação com o cenário central. No entanto, a baixa penetração de geração fotovoltaica, no cenário PNEC_FV-25%, indica que quanto menor for a penetração de geração renovável maiores são as emissões específicas.

Na Figura 5.32 estão representadas as emissões específicas por quilómetro para os cenários com variação de potência fotovoltaica instalada.

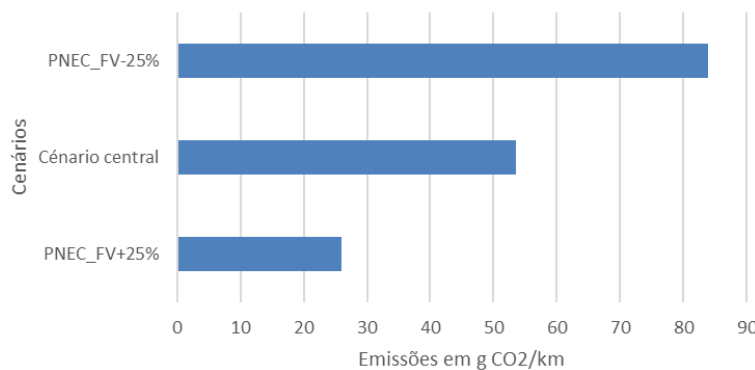


Figura 5.32: Emissões específicas por quilómetro por cenário com variação de potência fotovoltaica instalada.

5.3.7.4 Custos específicos e específicos por quilómetro dos VEs

Os valores dos custos específicos, dos VEs, obtidos através das simulações estão disponíveis na Tabela 5.21.

O aumento da utilização da geração por centrais térmicas incrementa os custos específicos e o cenário PNEC_FV-25% retrata este aumento de geração por centrais térmicas.

Na Figura 5.33 estão representados os custos específicos para os cenários com variação de potência fotovoltaica instalada.

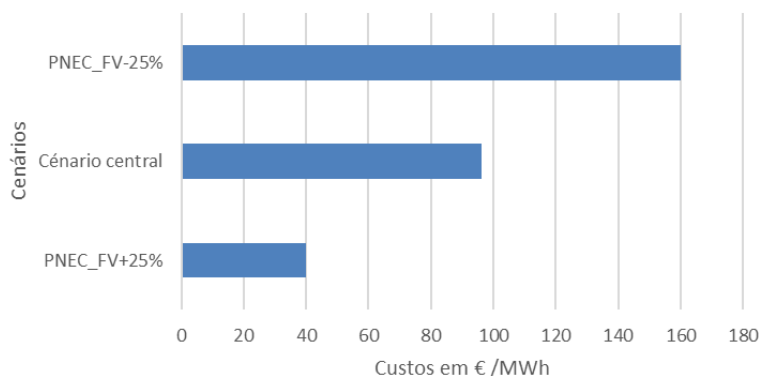


Figura 5.33: Custos específicos por cenário com variação de potência fotovoltaica instalada.

O resultado nestes cenários não foi diferente dos anteriores e das emissões dos VEs nota-se que o cenário com maior geração renovável reduz os custos por quilómetro.

Na Figura 5.34 estão representados os custos específicos por quilómetro para os cenários com variação de potência fotovoltaica instalada.

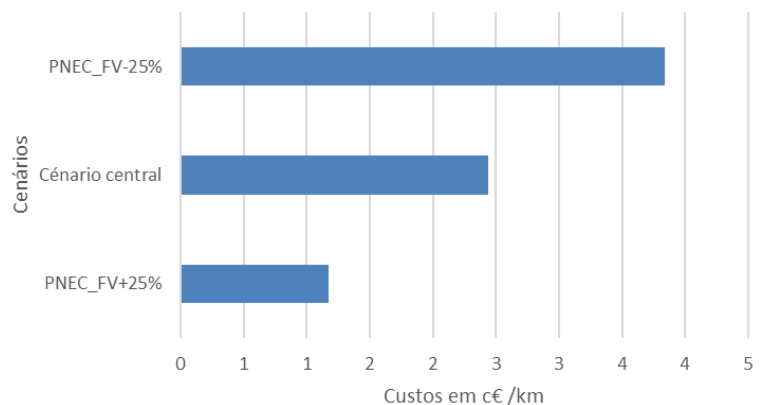


Figura 5.34: Custos específicos por quilómetro por cenário com variação de potência fotovoltaica instalada.

5.4 Comparação de resultados das simulações com as emissões dos veículos movidos a MCI

De acordo com os autores de um estudo, existe o objetivo de 70 g CO₂/km até 2030 [32]. Os autores utilizaram este limite para comparação dos resultados obtidos nas suas simulações. Para efeitos de análise com os resultados obtidos nesta dissertação faz-se neste capítulo uma comparação entre os resultados obtidos e este limite imposto para 2030.

Os resultados obtidos de emissões específicas por quilómetro em todos os cenários encontram-se compilados na Tabela 5.22.

Tabela 5.22: Emissões específicas para o ano 2030 de todos os cenários.

	Emissões específicas por quilómetro g CO ₂ /km
Cénario central	53,47
VE+50%	58,00
VE+25%	56,00
VE-25%	51,00
VE-50%	46,00
IPH_1,3	23,00
IPH_0,7	90,00
IPS_1,1	42,00
IPS_0,9	66,00
IPE_1,1	35,00
IPE_0,9	73,00
PNEC_EOL+25%	11,00
PNEC_EOL-25%	102,00
PNEC_FV+25%	26,00
PNEC_FV-25%	84,00

Na tabela, marcado a negrito, encontram-se os cenários com emissões específicas acima dos 70 g CO₂/km. Os cenários com piores resultados têm variação do índice de produtividade hídrico e eólica e ainda da potência instalada eólica e fotovoltaica. À semelhança das análises anteriores verifica-se que a variação dos recursos renováveis tem impacto nas emissões específicas, o que indica que a falta destes recursos resulta numa maior utilização de centrais a gás e consequentemente piores emissões.

Verifica-se também que a variação da potência instalada prevista no PNEC 2030 tem bastante impacto especialmente a potência instalada eólica que obteve resultados 32 g CO₂/km acima do limite previsto.

O aumento do número de VEs no cenário central não teve grande expressão em termos de emissões para as condições consideradas no cenário.

Da tabela observa-se que o aumento da potência instalada eólica e fotovoltaica reduz bastante o nível de emissões porque recorre-se menos a centrais a gás.

Conclui-se que as emissões dos VEs pioram ou melhoram relativamente aos veículos movidos a MCI consoante os recursos renováveis disponíveis e que nem sempre os VEs são menos poluidores, em termos de geração de energia, em relação aos veículos movidos a MCI.

Capítulo 6

Conclusões

Neste capítulo apresentam-se as principais conclusões atingidas no decurso desta tese.

6 Conclusões

A mobilidade elétrica tem cada vez maior expressão devido aos compromissos assumidos para a redução de emissões dos gases de efeito de estufa. No PNEC 2030, traçam-se metas para a redução destes gases, na ordem dos 45% a 55% em relação aos níveis de 2005 e ainda se estima que as vendas de VEs serão na ordem de um terço dos veículos ligeiros de passageiros até 2030.

A evolução das baterias dos VEs permitiu aumentar a sua autonomia. A penetração dos VEs é cada vez mais uma realidade e futuramente assistiremos a um incremento deste tipo de veículos na frota portuguesa.

Para que seja possível garantir um sistema elétrico sustentável no caso de grande penetração de VEs é necessário que todo o sistema esteja preparado para este novo capítulo, desde a instalação de mais postos rápidos de carregamento, investimento na rede de transporte e na geração.

As metas definidas no PNEC não serão atingíveis apenas com uma maior penetração dos VEs, mas sim também com uma maior geração de energias renováveis. Como tal, o PNEC prevê atingir a incorporação de 47% de fontes renováveis no consumo final de energia e ainda reduzir para 65% a dependência energética do exterior até 2030.

Neste trabalho analisaram-se 14 cenários em relação a um cenário central. As análises entre o cenário central e outros cenários incidiram na variação da taxa de penetração de VEs, da capacidade eólica instalada, da capacidade fotovoltaica instalada, do IPH, do IPS e do IPE. Estas combinações permitiram verificar os impactos da penetração dos VEs no SEP.

Dos resultados obtidos durante a dissertação, destacam-se as seguintes conclusões:

- Para o ano de 2030 o SEP conseguiu absorver o consumo adicional dos VEs mesmo com a variação de outros parâmetros que influenciam a produção. A estratégia de carregamento controlado permite evitar que hajam picos que não são possíveis de gerir pelo SEP.
- No cenário base sem VEs apesar do aproveitamento da energia eólica para bombagem existe bastante corte de PRE, 437 GWh. Em comparação com o cenário central praticamente não houve utilização de geração de origem não renovável, 1.794 GWh do cenário base contra os 7.475 GWh do cenário central.
- No cenário central, a penetração de VEs despoletou um consumo adicional no sistema elétrico. O consumo adicional substituiu a bombagem que foi bastante reduzida, 74,4% inferior em relação ao cenário base, para colmatar o consumo adicional dos VEs e o corte de PRE também foi bastante reduzido, 95,8% inferior em relação ao cenário base. Foi preciso aumentar a produção de energia pelas centrais térmicas a

gás, uma variação de 316,7% em relação ao cenário base, para colmatar a falta de produção das centrais hídricas de albufeira, -43,8%, devido à redução de 74,4% de bombagem.

- A variação da penetração de VEs em relação ao cenário central demonstrou que não é linear o corte de PRE. Os cenários com menor penetração de VEs não tinham consumo suficiente para absorver a oferta e no cenário com maior penetração as centrais térmicas a gás forneceram mais para colmatar o consumo o que levou a que se cortasse mais a PRE.
- Altas taxas de penetração de VEs traduziram-se em maiores emissões específicas, emissões específicas por quilómetro, custos específicos e custos específicos por quilómetro devido à utilização de centrais térmicas a gás para colmatar o consumo adicional.
- As variações dos IPH, IPS e IPE tendo em conta o escalamento traduziram-se em maior ou menor produção na geração renovável hídrica, fotovoltaica e eólica. Em termos de resultados conclui-se que a maior disponibilidade de recursos renováveis promove menores emissões específicas e emissões específicas por quilómetro devido à menor utilização de centrais térmicas a gás. Por outro lado, a redução destes recursos traduz-se em mais emissões.
- A variação de potência instalada eólica e solar proporcionou resultados semelhantes em termos de comportamento de emissões específicas e custos específicos associados. Com uma potência instalada superior as emissões e os custos foram mais baixos em relação ao cenário central e aos cenários com menor potência instalada.
- A comparação das emissões dos VEs, a nível da geração, com as emissões previstas de CO₂, para 2030, dos veículos movidos a MCI demonstra que a variação dos recursos renováveis ou a variação da potência instalada renovável tem impacto direto e que nem sempre os VEs são menos emissores que os veículos movidos a MCI.

6.1 Sugestões de trabalho futuro

Há aspetos que não foram considerados no decorrer deste trabalho, como as importações e exportações. Sem esta avaliação não é possível aferir os custos e emissões num contexto de trocas entre países. Como tal, sugere-se a integração e o escalamento destes dados numa futura oportunidade.

7 Bibliografia

- [1] E. Carvalho, “Impacts of the Electric Vehicles Integration into the Portuguese Power System,” *PhD dissertation*, 2015.
- [2] “Travagem regenerativa,” [Online]. Available: <https://www.alke.pt/travagem-regenerativa-alke>. [Acedido em 05 06 2021].
- [3] “<https://www.cgd.pt/Site/Saldo-Positivo/mobilidade/Pages/diferencas-carro-hibrido-plug-in-eletrico.aspx>,” [Online]. [Acedido em 05 06 2021].
- [4] O. Cetelem, “O mistério do veículo elétrico,” 02 01 2023. [Online]. Available: https://www.cetelem.pt/documents/31514/5643225/Auto_2019.pdf/757231b2-82b7-6403-a33d-4d6274561e50?t=1592737704190.
- [5] M. Nour, J. P. Chaves-Ávila, G. Magdy e Á. Sánchez-Miralles, “Review of Positive and Negative Impacts of Electric Vehicles Charging on Electric Power Systems,” *MDPI, Energies* 2020, 13, 4675, 08 09 2020.
- [6] “Charging modes IEC 61851-1,” [Online]. Available: <http://circuitor.com/en/training/electric-vehicle/charging-modes-iec-61851-1> . [Acedido em 05 06 2021].
- [7] “Tipos de carregamento elétrico,” [Online]. Available: <https://www.lugenergy.pt/tipos-de-carregamento-4modos/> . [Acedido em 20 03 2021].
- [8] “Guide to EV charging cables,” [Online]. Available: <https://evking.co.uk/guide-to-ev-charging-cables/>.. [Acedido em 20 03 2021].
- [9] S. Singh, B. Vaidya e H. T. Mouftah, “Smart EV Charging Strategies Based on Charging Behavior,” *Frontiers in Energy Research*, 09 09 2021.
- [10] J. Hu, S. You, M. Lind e J. Østergaard, “Coordinated Charging of Electric Vehicles for Congestion Prevention in the Distribution Grid,” *IEEE Transactions on Smart Grid* , 03 2014.
- [11] G. Saldaña, J. I. S. Martin, I. Zamora, F. J. Asensio e O. Oñederra, “Electric Vehicle into the Grid: Charging Methodologies Aimed at Providing Ancillary Services Considering Battery

Degradation,” *MDPI, Energies* 2019, 12, 2443., 31 05 2019.

- [12] A. R. Abul’Wafa, A. El’Garably e W. A. Mohamed, “Uncoordinated vs Coordinated Charging of Electric,” *International Journal of Engineering and Information Systems (IJEAIS)*, Vol. 1 Issue 6, 03 09 2017.
- [13] “Mercado automóvel,” [Online]. Available: <https://www.acap.pt/pt/noticia/104/mercado-automovel> . [Acedido em 05 06 2021].
- [14] “Tesla é o Veículo Elétrico mais vendido em 2021!,” [Online]. Available: <https://www.uve.pt/page/vendas-ve-12-2021/>. [Acedido em 05 06 2021].
- [15] “PNEC - Plano Nacional Energia e Clima 2030,” [Online]. Available: <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=%3D%3DBAAAAB%2BLCAAAAAAABAAzN7A0AgCuJoCuBAAA%3D%3D>. [Acedido em 06 06 2021].
- [16] G. d. R. Portuguesa, “Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050,” [Online]. Available: <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc21/comunicacao/documento?i=roteiro-para-a-neutralidade-carbonica-2050->. [Acedido em 06 06 2021].
- [17] “VW deixa de vender carros com motores a combustão em 2035.,” [Online]. Available: <https://eco.sapo.pt/2021/06/28/vw-deixa-de-vender-carros-com-motores-a-combustao-em-2035/>. [Acedido em 31 07 2021].
- [18] V. Silva, “Veículos Elétricos. Impactos, Barreiras e Oportunidades da Integração nos Sistemas de Energia,” *Neutro à Terra;Nº 9.* , 2012.
- [19] C. Birk, M. Lave, W. Vining e B. Garcia, “Uncontrolled Electric Vehicle Charging Impacts on Distribution Electric Power Systems with Primarily Residential, Commercial or Industrial Loads,” *MDPI, Energies* 2021, 14(6), 1688, 2021.
- [20] “Uncontrolled & Controlled Charging,” [Online]. Available: http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/17-18/findhornev/uncontrolled--controlled-charging.html . [Acedido em 25 05 2021].
- [21] A. Haque, A. Saif, P. Nguyen e S. Torbaghan, “Exploration of dispatch model integrating wind

- generators and electric vehicles,” *ELVESIER, Applied Energy 183, Pages 1441-1451*, 2016.
- [22] R. Freire, J. Delgado, J. M. Santos e A. T. d. Almeida, “Integration of Renewable Energy Generation with EV Charging Strategies to Optimize Grid Load Balancing,” *MDPI, Processes 2023, 11, 1544*, 2010.
- [23] S. REN, “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte 2020-29.,” [Online]. Available: https://www.erse.pt/media/harhy1bu/proposta-de-pdirt-e-2019_relat%F3rio.pdf.
- [24] H. Shareef, M. Islam e A. Mohamed, “A review of the stage-of-the-art charging technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016.
- [25] S. Alshahrani, M. Khalid e M. AlMuhaini, “Electric Vehicles Beyond Energy Storage and Modern Power Networks: Challenges and Applications,” *IEEE Access (Volume: 7)*, 2019.
- [26] P. Lopes, F. J. Soares e P. R. Almeida, “Identifying management procedures to deal with connection of electric vehicles in the grid,” *IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania*, 2009.
- [27] L. Gomes, “The Electric Vehicle and its Integration on the Portuguese Electric Utility System,” *Instituto Superior Técnico, Av. Rovisco Pais 1, 1049-001 Lisboa, Portugal*, 2010.
- [28] P. Europeu, “Emissões de dióxido de carbono nos carros: factos e números (infografia),” [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/news/pt/headlines/society/20190313STO31218/emissoes-de-dioxido-de-carbono-nos-carros-factos-e-numeros-infografia>. [Acedido em 31 07 2021].
- [29] C. Thomas, “How green are electric vehicles?,” *International journal of hydrogen energy 37 (2012) 6053-6062*, 2012.
- [30] B. Penisga, “Sistema de Eletricidade e veículos elétricos em Portugal até 2050,” *Dissertação de mestrado*, 2016.
- [31] P. Nunes, M. C. Brito e T. Farias, “Synergies between electric vehicles and solar electricity penetrations in Portugal,” *World Electric Vehicle Journal Vol. 6 - ISSN 2032-6653*, 2010.
- [32] P. Jochem, S. Babrowski e W. Fichtne, “Assessing CO2 emissions of electric vehicles in

Germany in 2030,” *ELVESIER - Transportation Research Part A*, 2016.

- [33] N. Rietmann, B. Hügler e T. Lieven, “Forecasting the trajectory of electric vehicle sales and the consequences for worldwide CO₂ emissions,” *ELSEVIER, Journal of Cleaner Production*, 2020.
- [34] J. Delgado, R. Faria, P. Moura e A. Almeida, “Impacts of plug-in electric vehicles in the portuguese electrical grid,” *ELVESIER, Transportation Research Part D: Transport and Environment* 62, Pages 372-385, 2018.
- [35] “Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos,” [Online]. Available: <https://www.erse.pt/> . [Acedido em 10 07 2021].
- [36] ERSE, “Distribuição e operadores,” 14 7 2022. [Online]. Available: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/distribuicao/>.
- [37] ERSE, “Autoconsumo,” [Online]. Available: <https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/autoconsumo/>. [Acedido em 22 6 2023].
- [38] REN, “Dados técnicos 2020,” [Online]. Available: https://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/AFnet_RENPRO%20Brochura%20Dados%20T%C3%A9cnicos%202020.pdf . [Acedido em 10 07 2021].
- [39] REN, “Caracterização das interligações em 31 de dezembro de 2020,” [Online]. Available: <https://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/ActServ/AcessoRedes/CaractRNT/Paginas/Inter.aspx>. [Acedido em 31 07 2021].
- [40] B. d. D. d. P. C. F. M. d. S. PORDATA, “Veículos rodoviários motorizados em circulação: total e por tipo de veículos,” [Online]. Available: <https://www.pordata.pt/Portugal/Ve%C3%ADculos+rodovi%C3%A1rios+motorizados+em+circula%C3%A7%C3%A3o+total+e+por+tipo+de+ve%C3%ADculos-3100>. [Acedido em 06 08 2021].
- [41] ACAP, “Estatísticas do sector automóvel,” 2020. [Online]. Available: https://www.acap.pt/site/uploads/paginas/documentos/26B23196-30980_1.pdf. [Acedido em 06 11 2022].
- [42] REN, “Data hub,” [Online]. Available: <https://datahub.ren.pt/>. [Acedido em 20 06 2022].

- [43] M. Jimeno, “Feed-in tariff (Tarifas feed-in),” RES LEGAL, [Online]. Available: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/portugal/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-tarifas-feed-in/lastp/179/>. [Acedido em 16 06 2022].
- [44] SENDECO2, “Sistema europeo de negociación de CO2,” [Online]. Available: <https://www.sendeco2.com/es/>. [Acedido em 06 09 2022].
- [45] “PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030,” [Online]. Available: <https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/bloco-3/>. [Acedido em 24 05 2021].

Apêndice

A. Gráficos dos resultados obtidos para os vários cenários

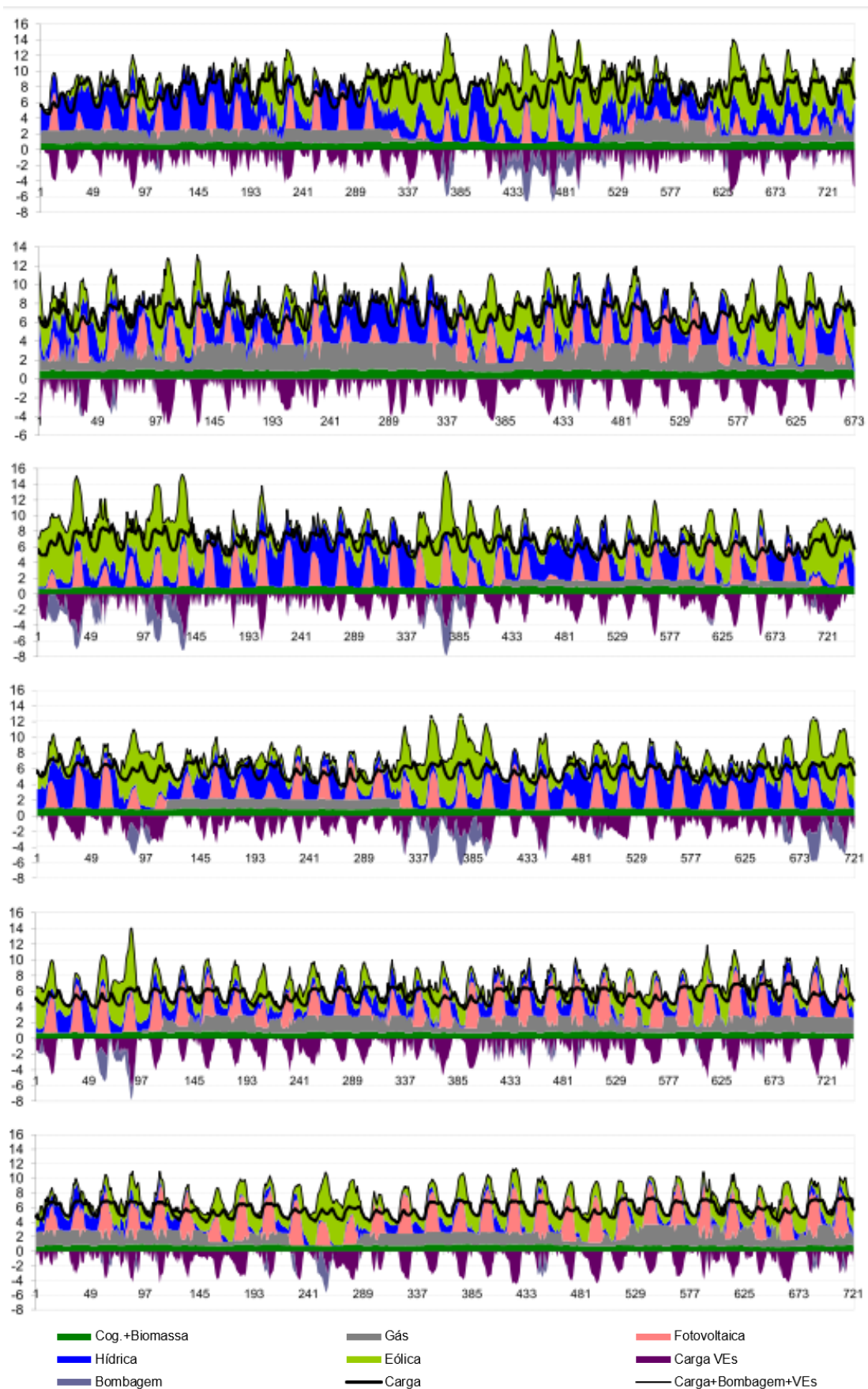


Figura A.1: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE+50% nos meses de janeiro a junho.

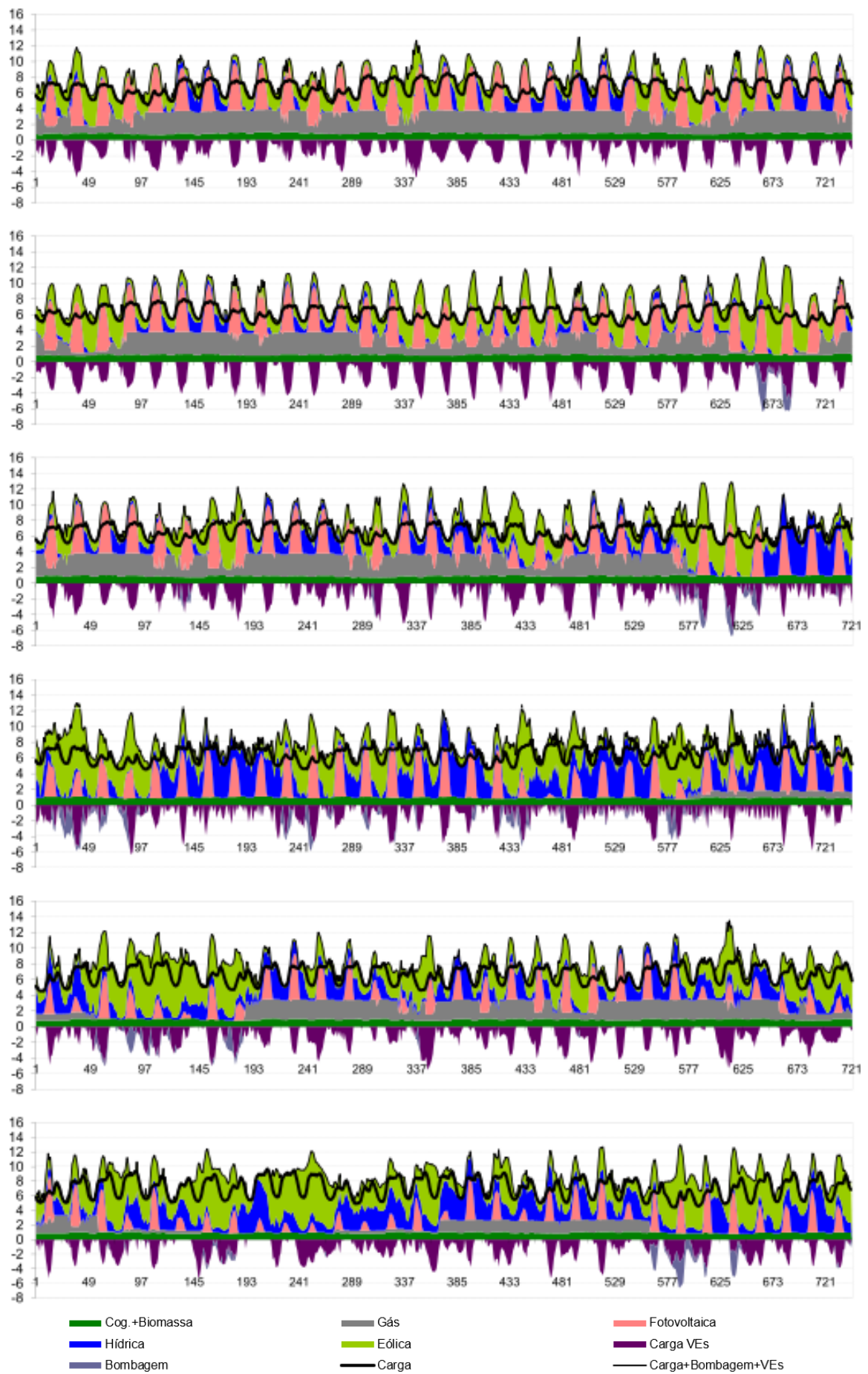


Figura A.2: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE+50% nos meses de julho a dezembro.

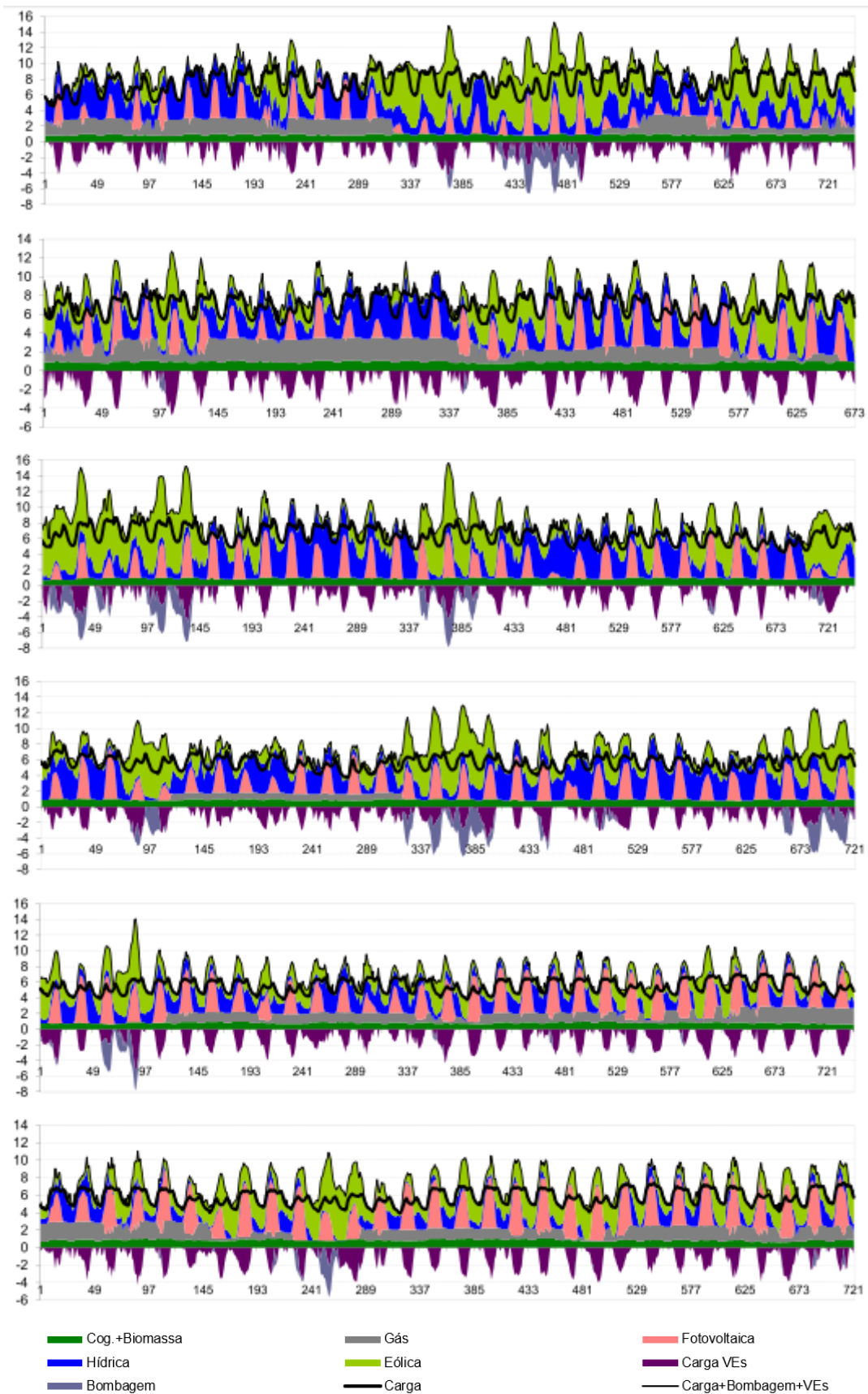


Figura A.3: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE+25% nos meses de janeiro a junho.

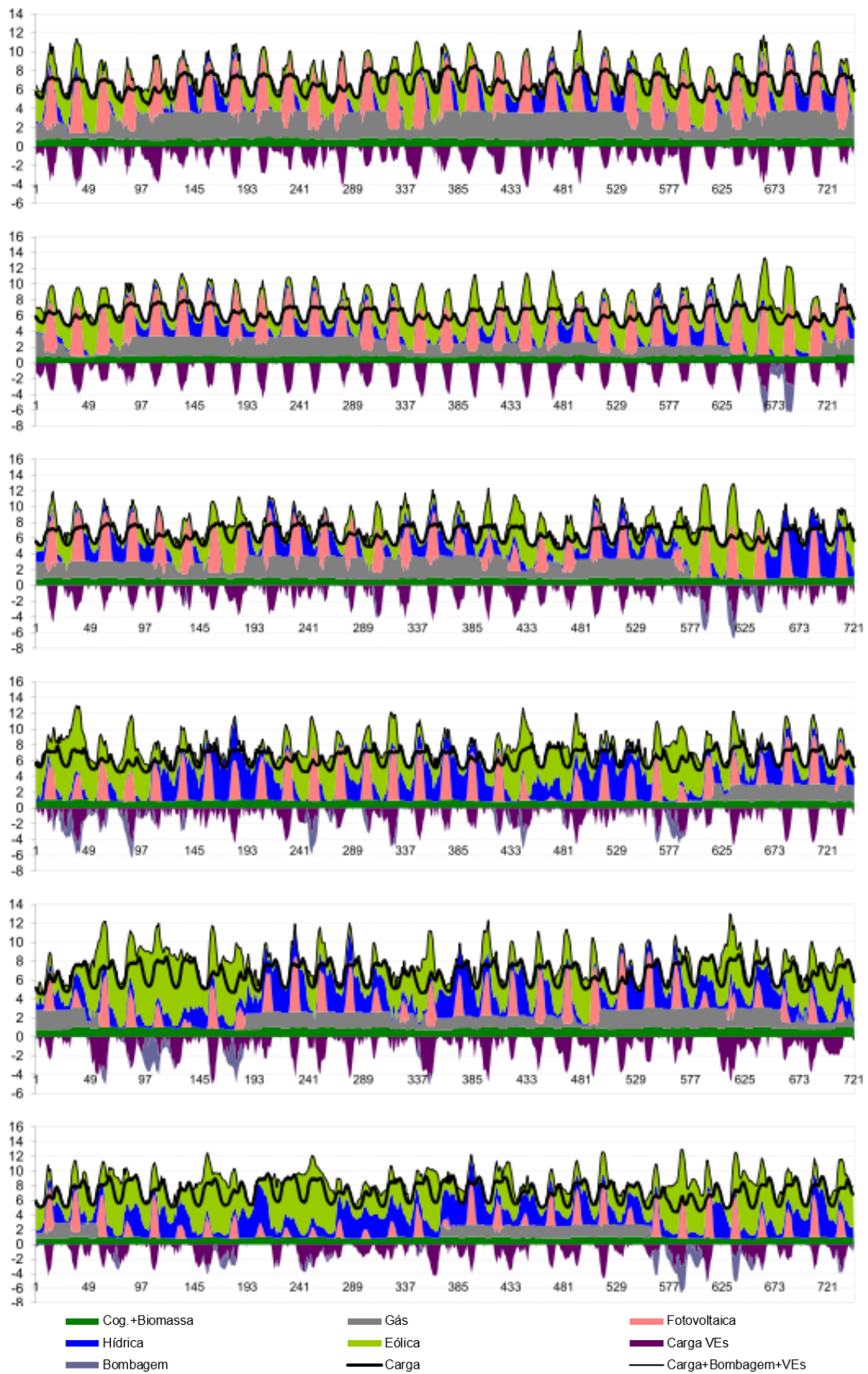


Figura A.4: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE+25% nos meses de julho a dezembro.

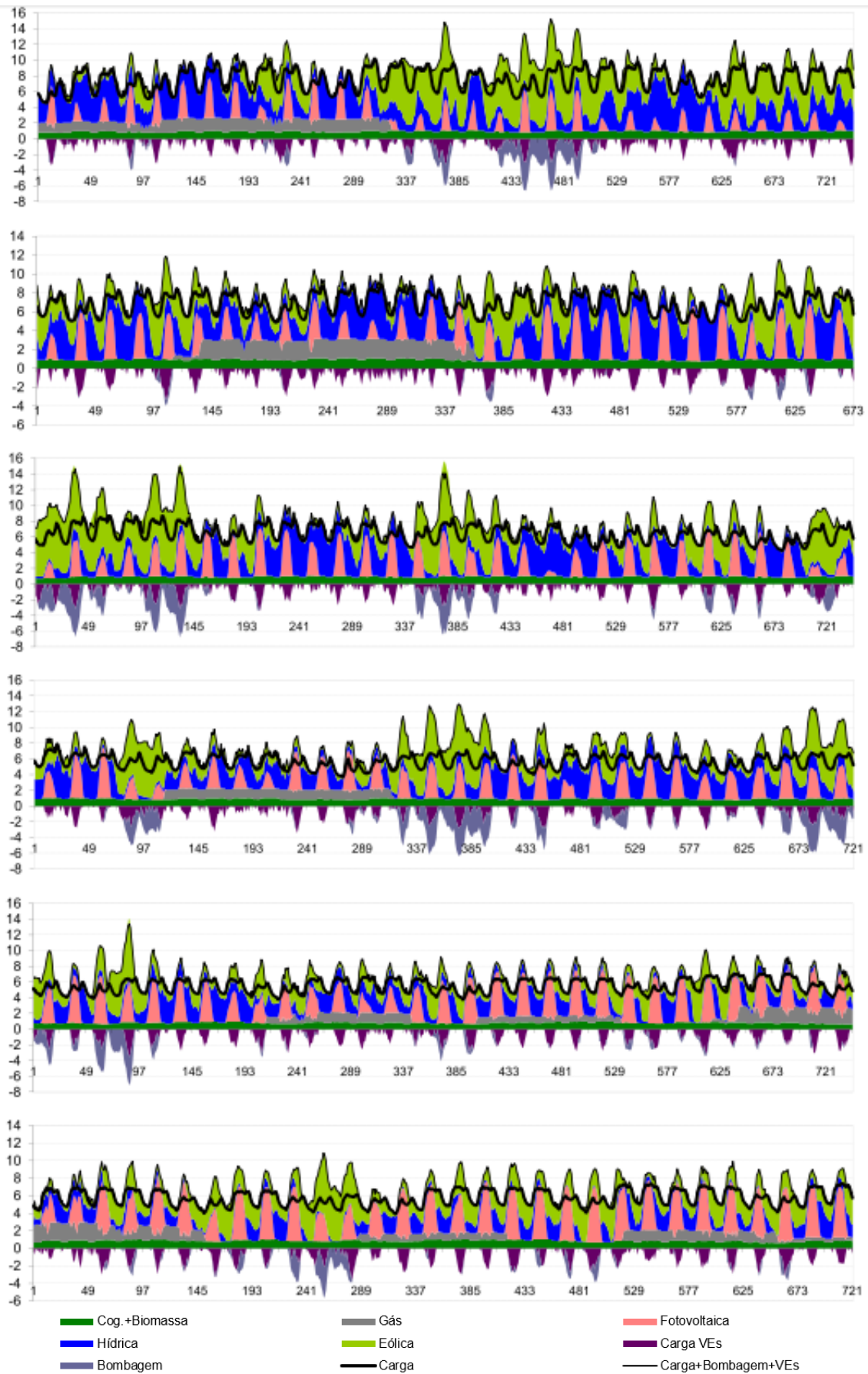


Figura A.5: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE-25% nos meses de janeiro a junho.

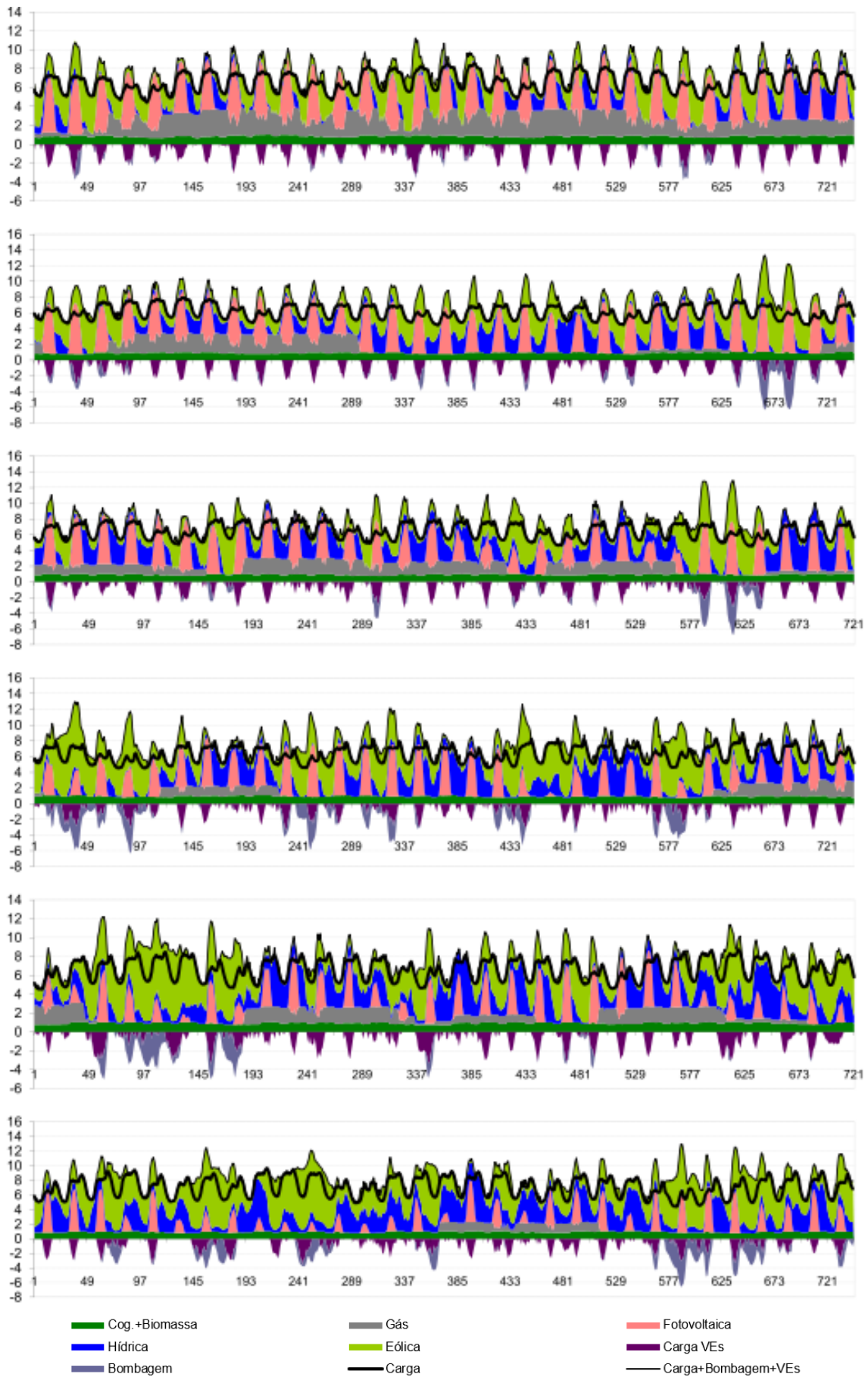


Figura A.6: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE-25% nos meses de julho a dezembro.

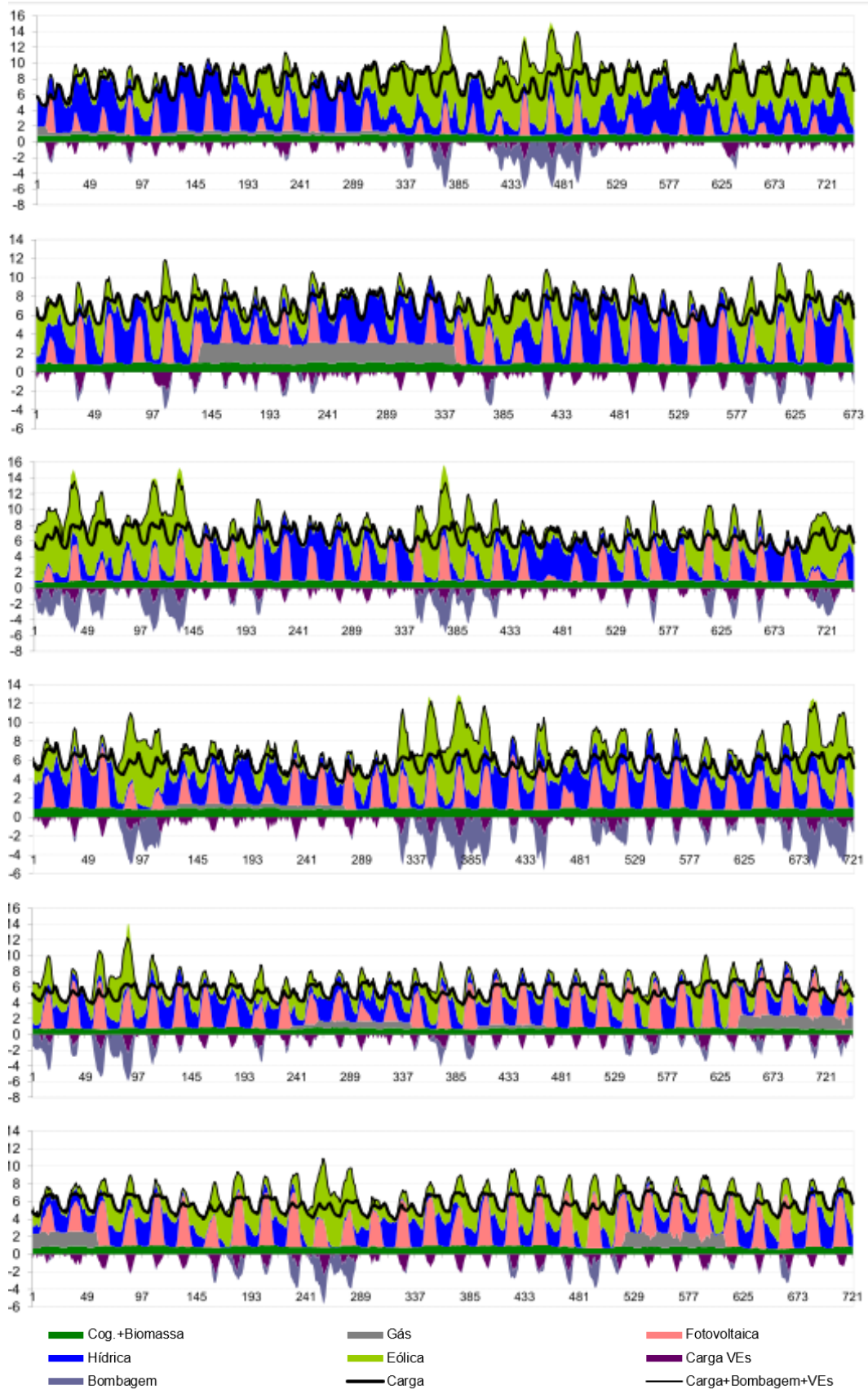


Figura A.7: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE-50% nos meses de janeiro a junho.

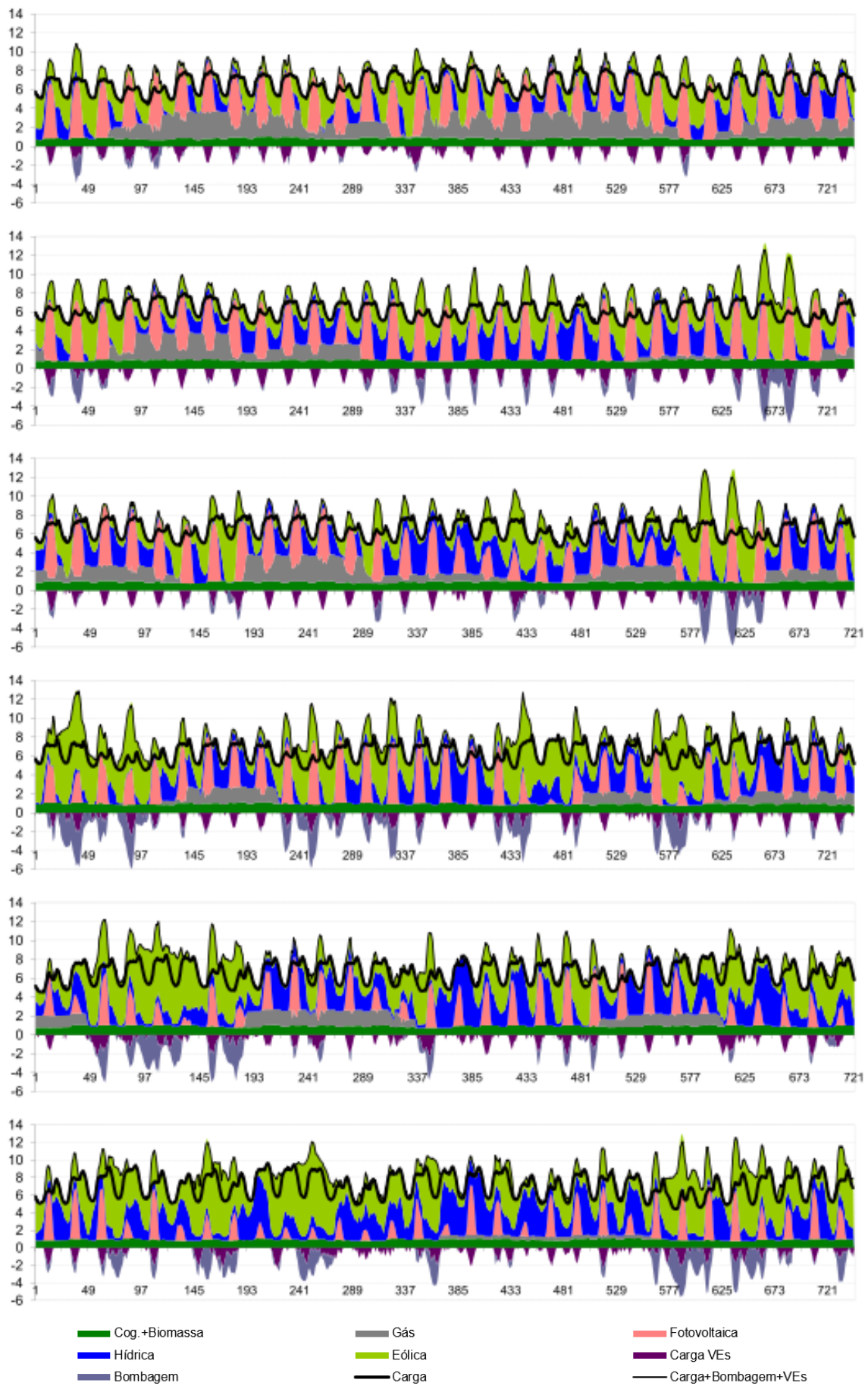


Figura A.8: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário VE-50% nos meses de julho a dezembro.

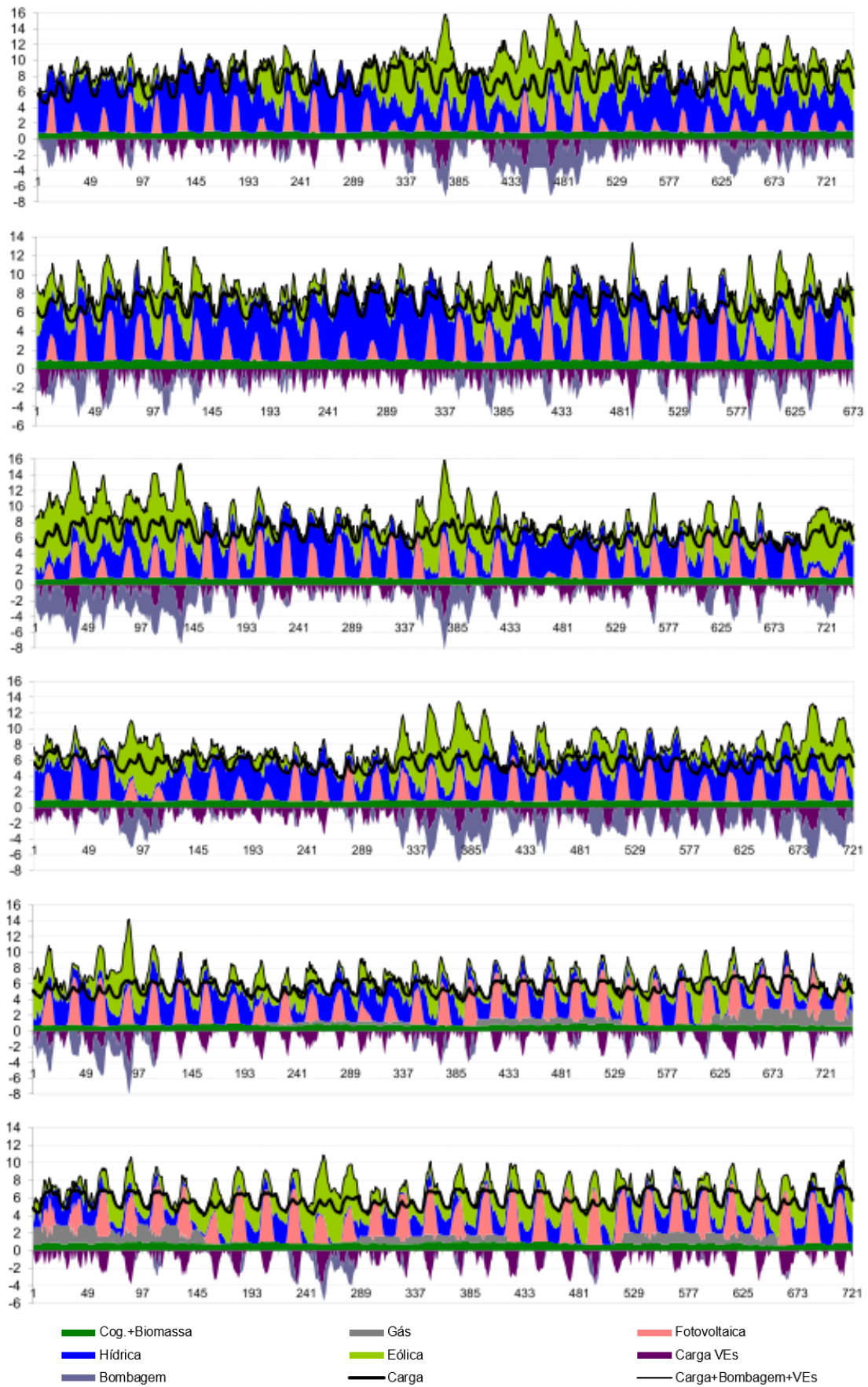


Figura A.9: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPH_1,3 nos meses de janeiro a junho.

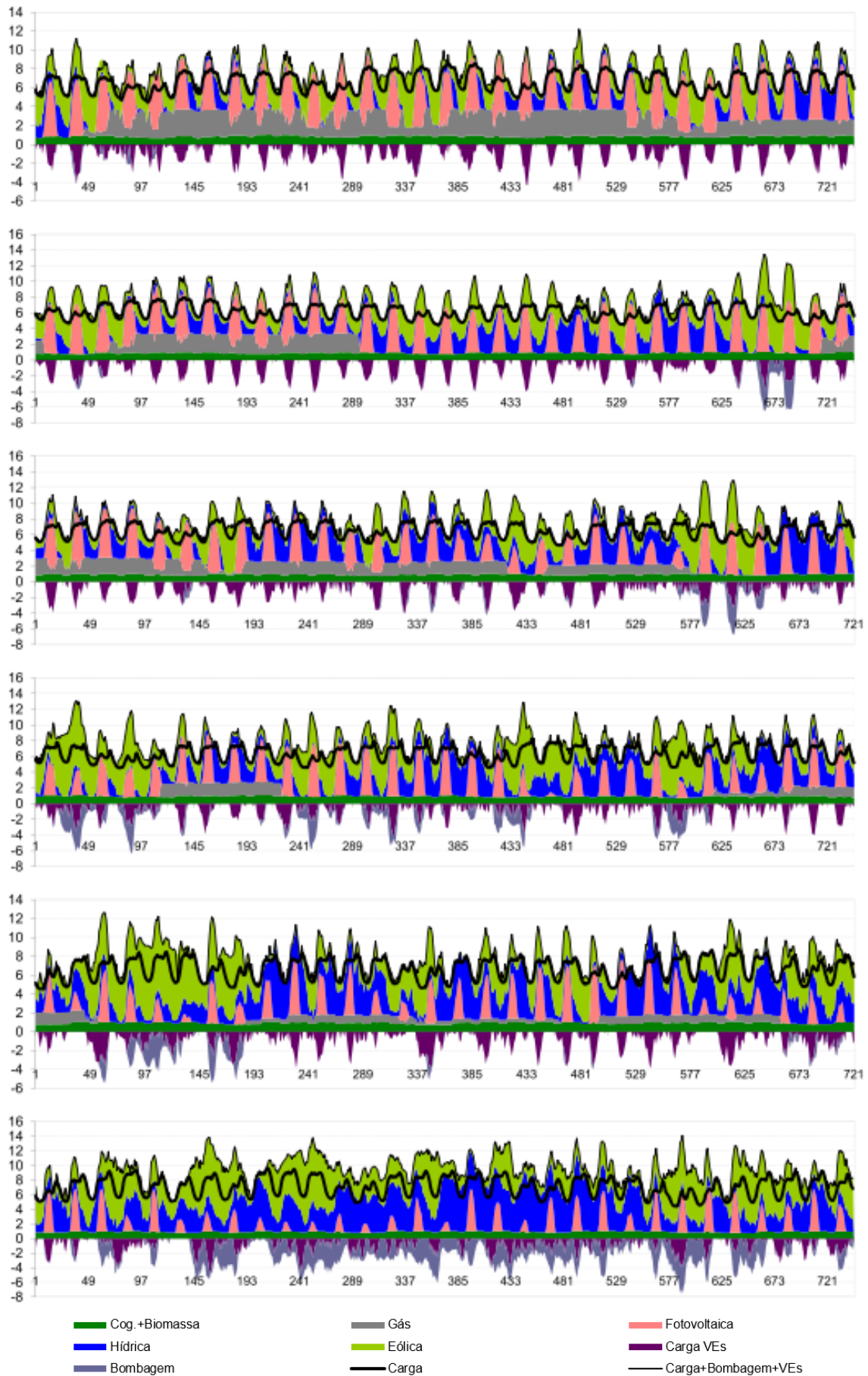


Figura A.10: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPH_1,3 nos meses de julho a dezembro.

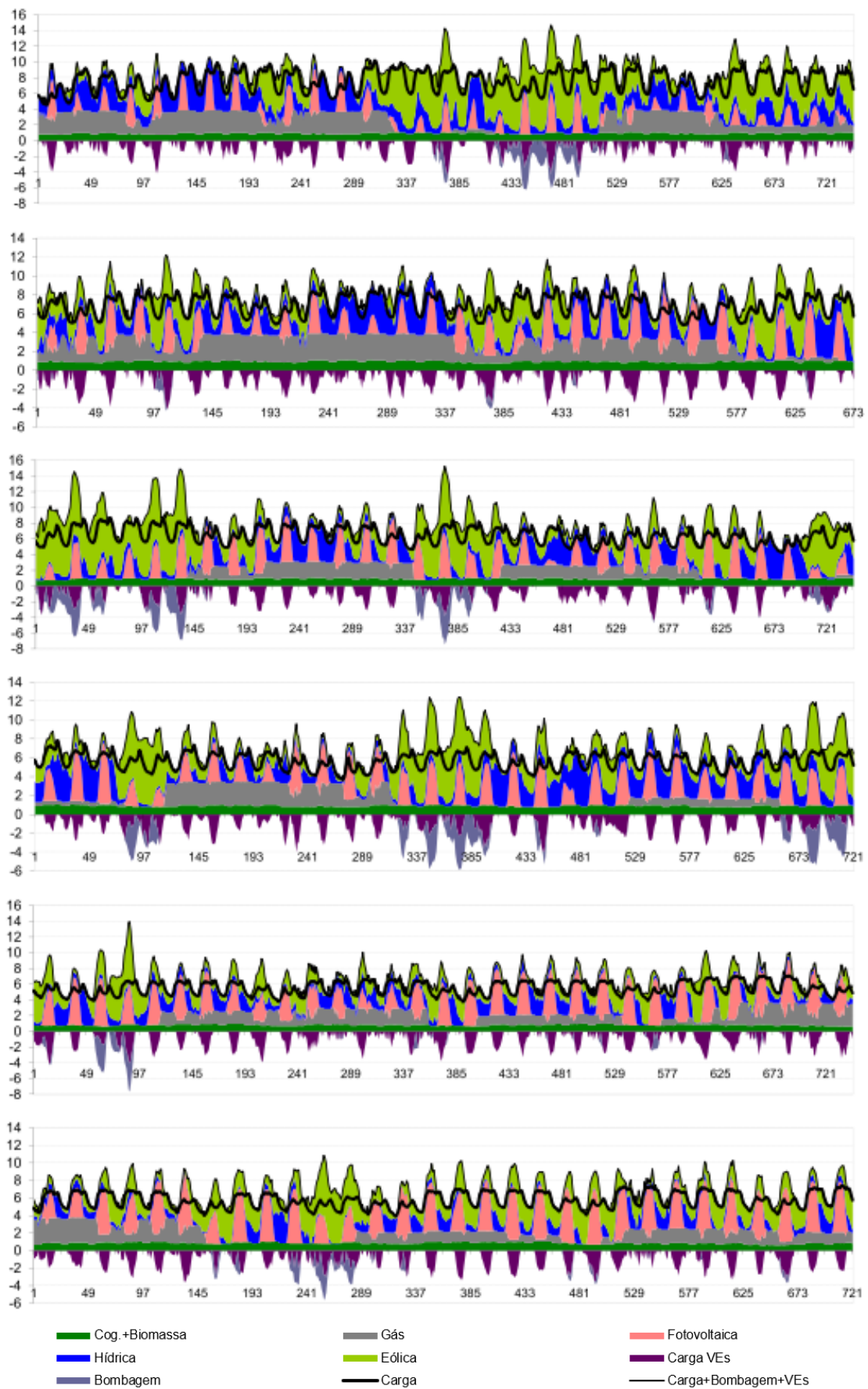


Figura A.11: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPH_0,7 nos meses de janeiro a junho.

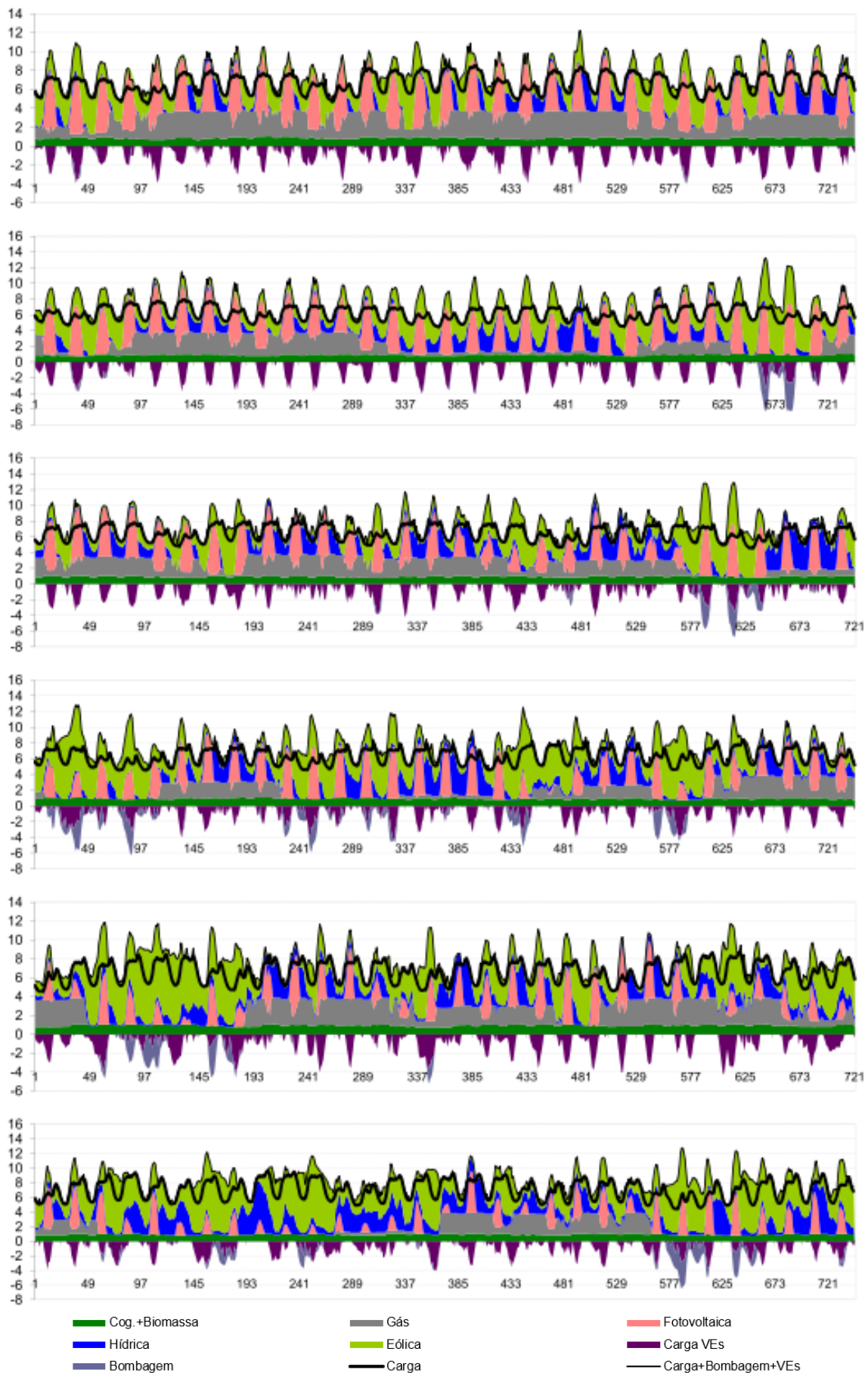


Figura A.12: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPH_0,7 nos meses de julho a dezembro.

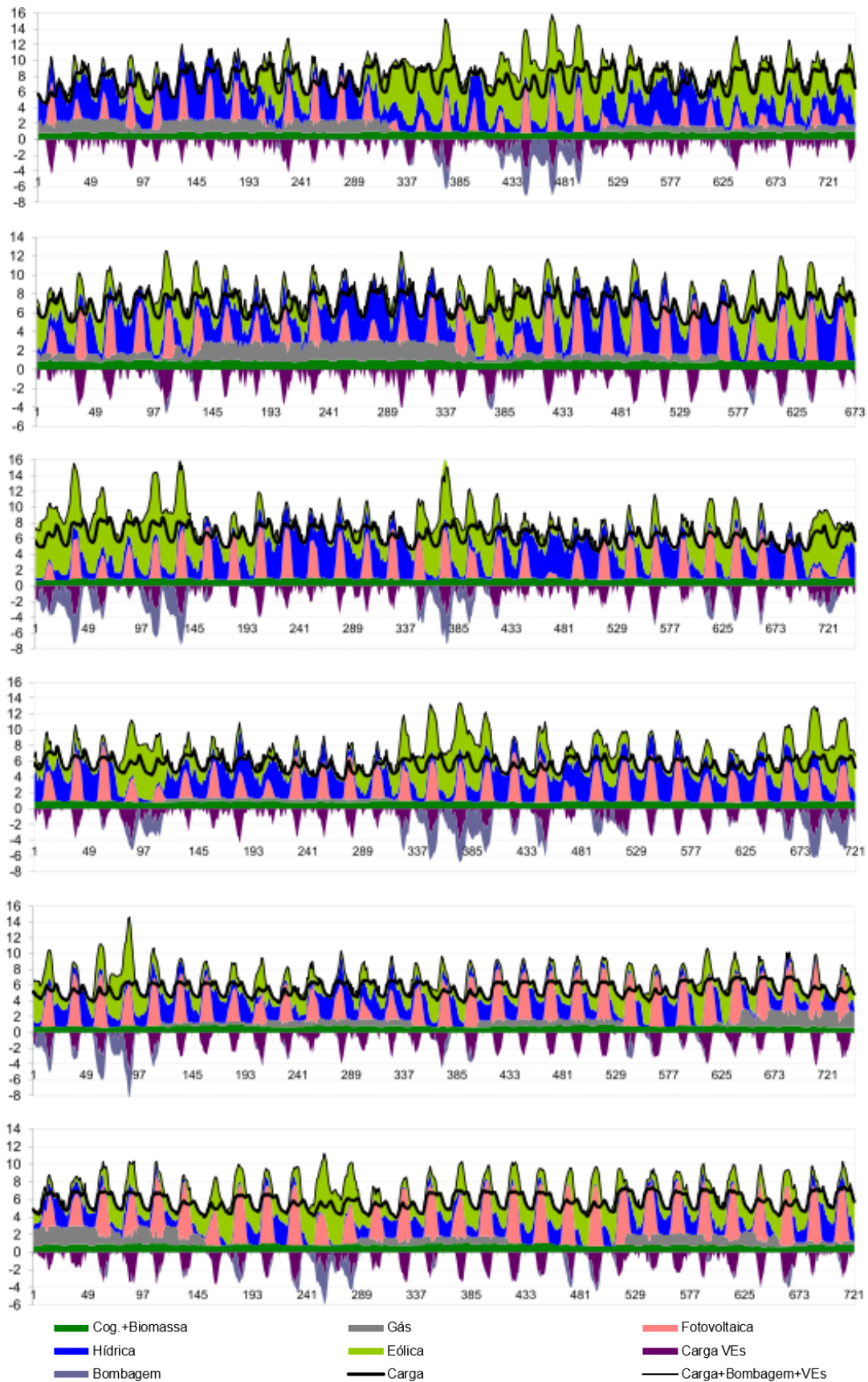


Figura A.13: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPS_1,1 nos meses de janeiro a junho.

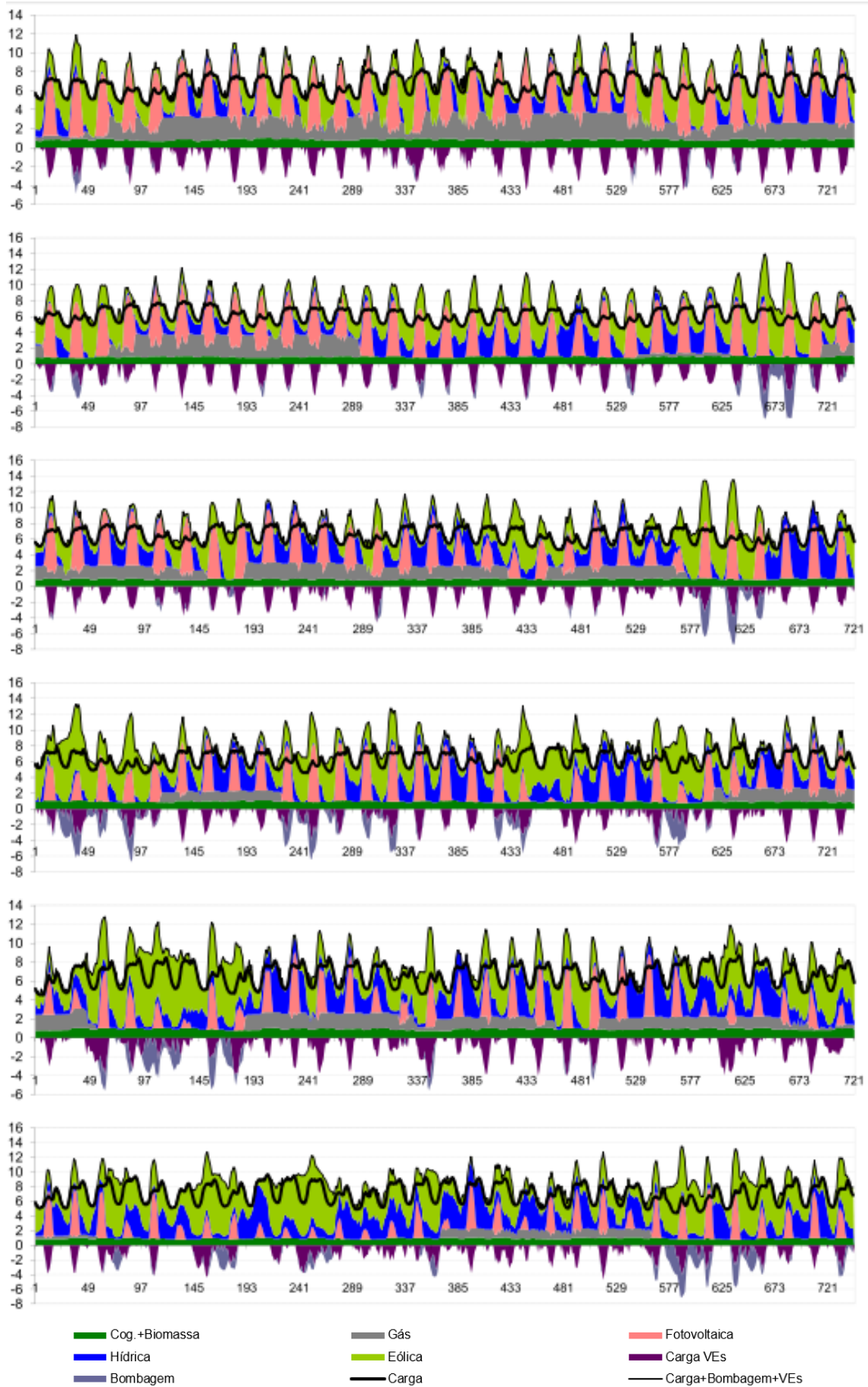


Figura A.14: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPS_1,1 nos meses de julho a dezembro.

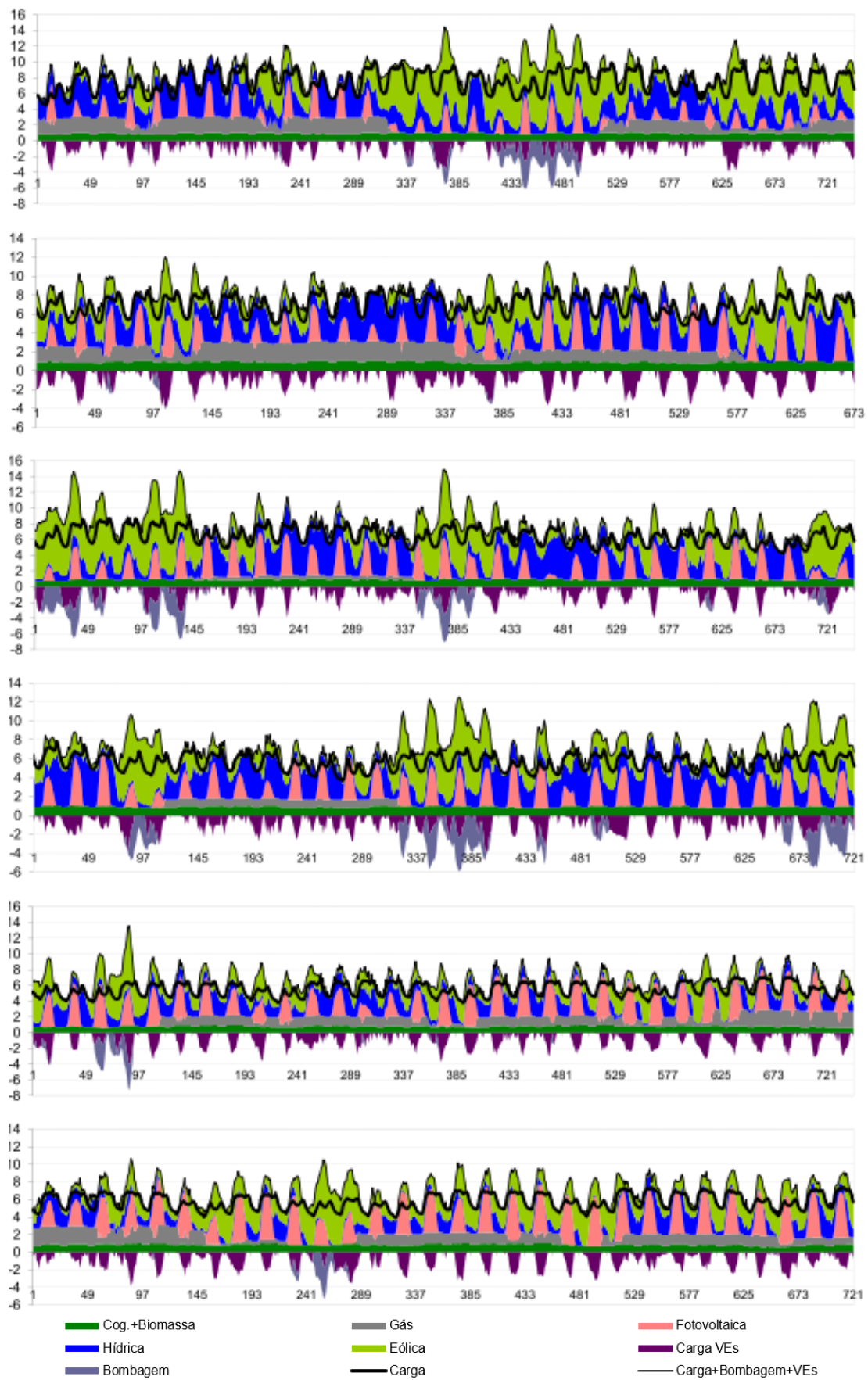


Figura A.15: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPS_0,9 nos meses de janeiro a junho.

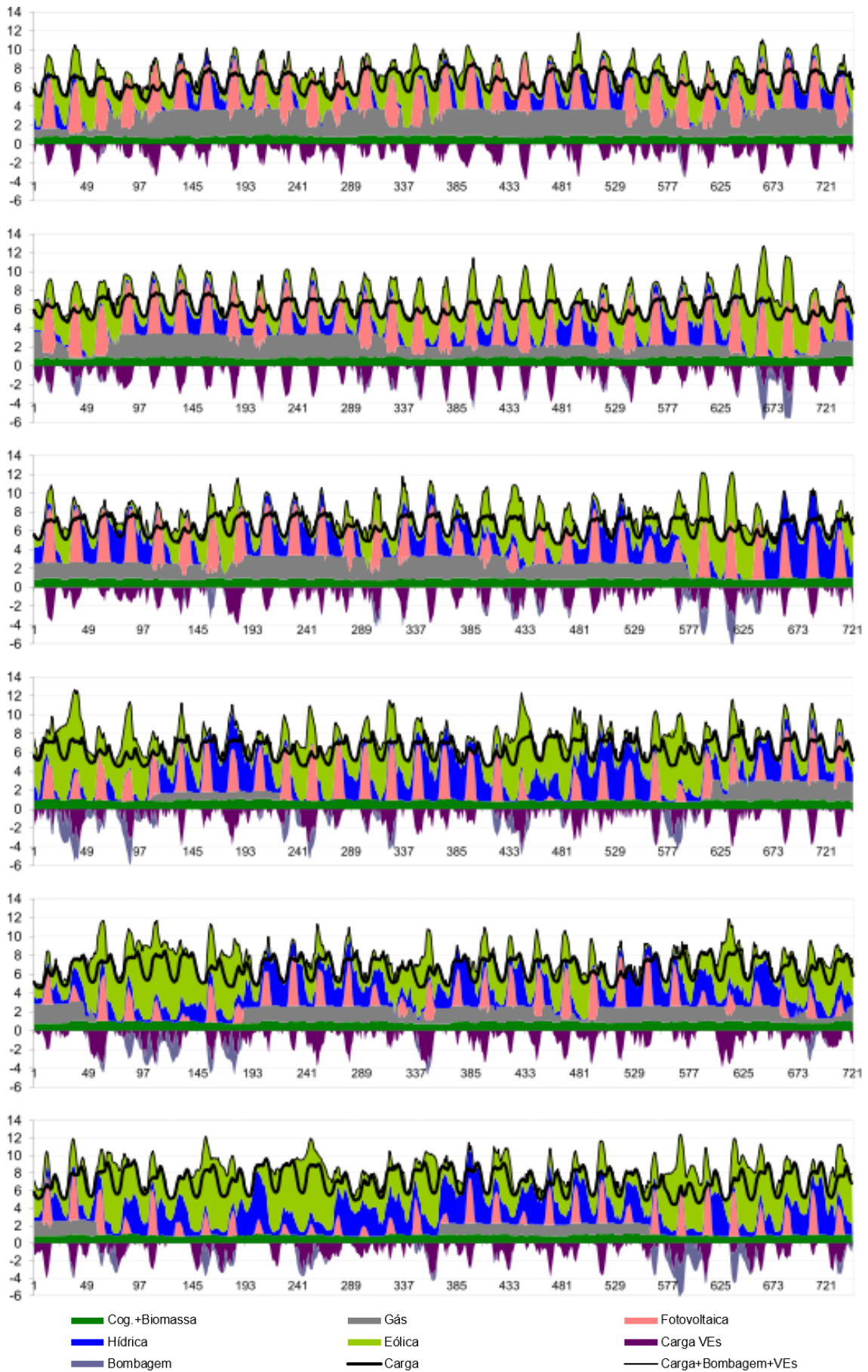


Figura A.16: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPS_0,9 nos meses de julho a dezembro.

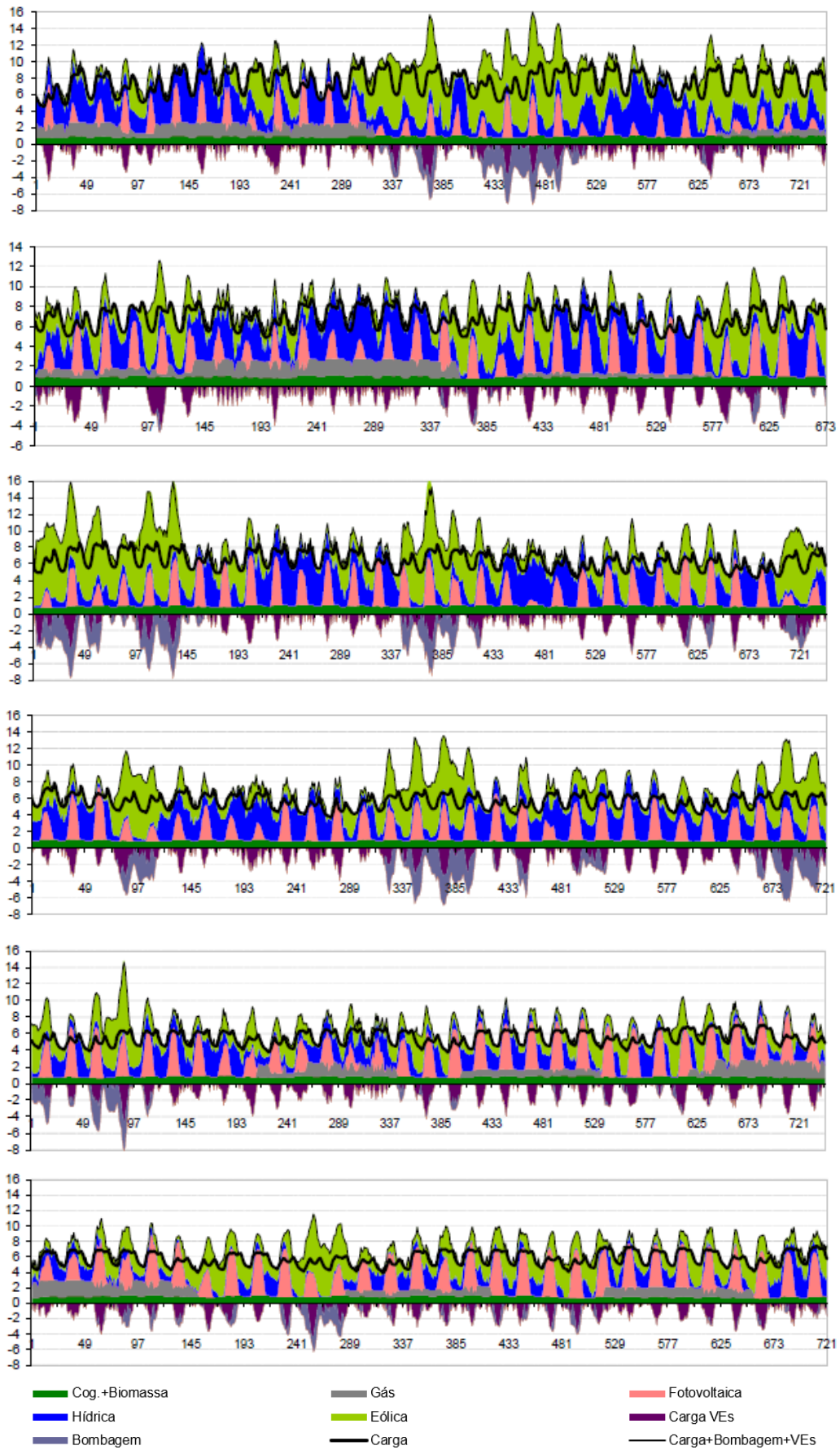


Figura A.17: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPE_1,1 nos meses de janeiro a junho.

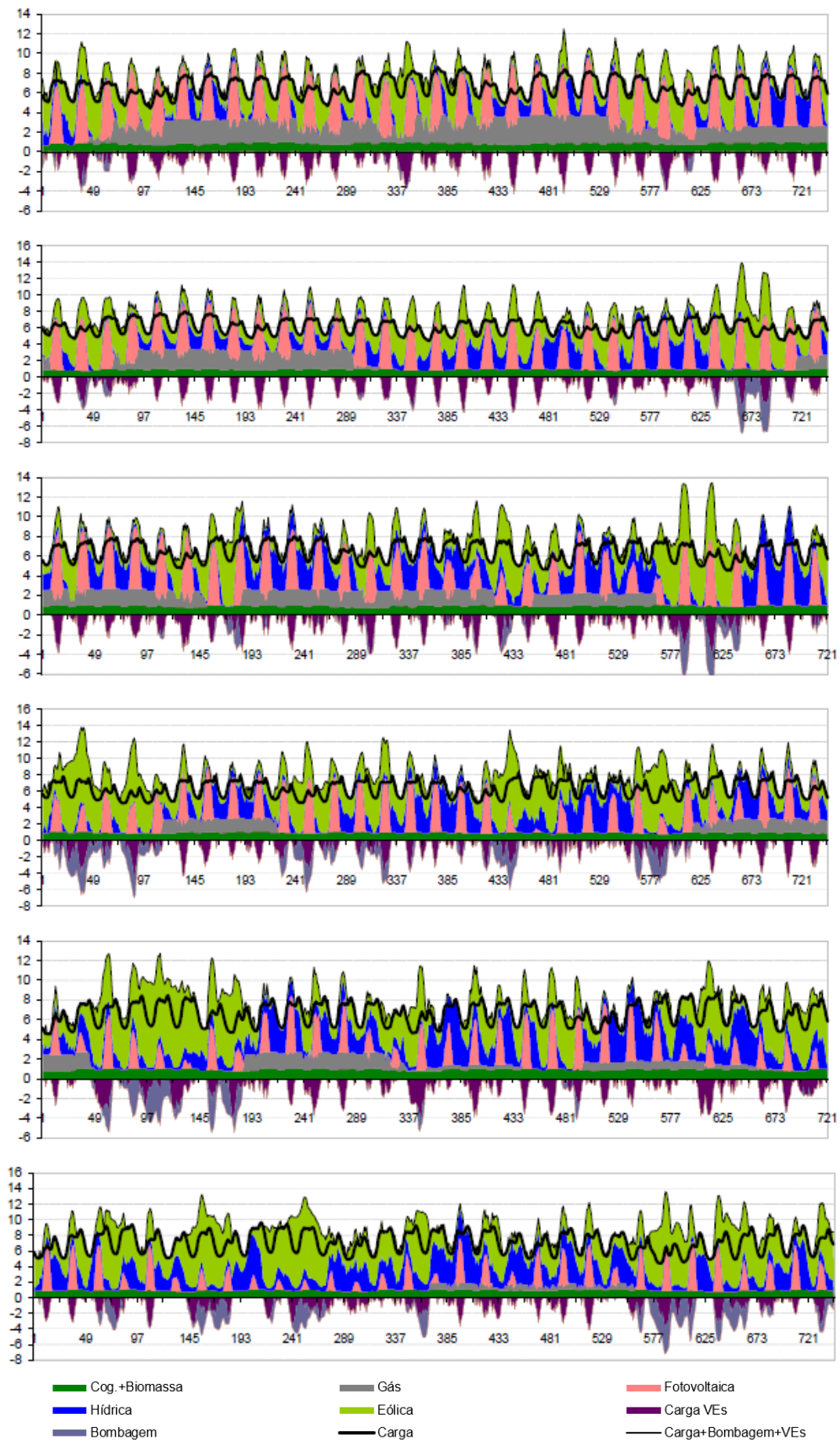


Figura A.18: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPE_1,1 nos meses de julho a dezembro.

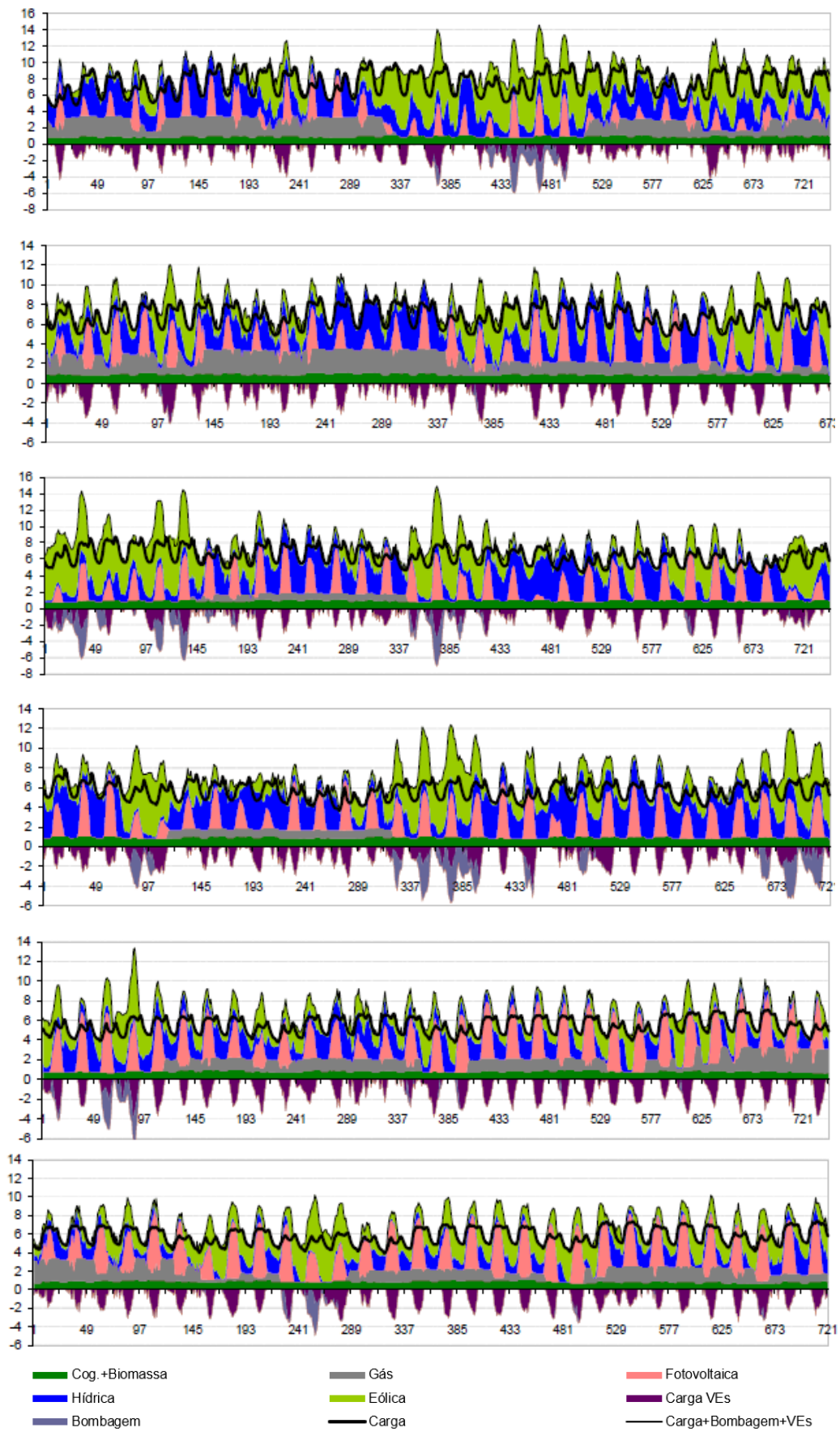


Figura A.19: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPE_0,9 nos meses de janeiro a junho.

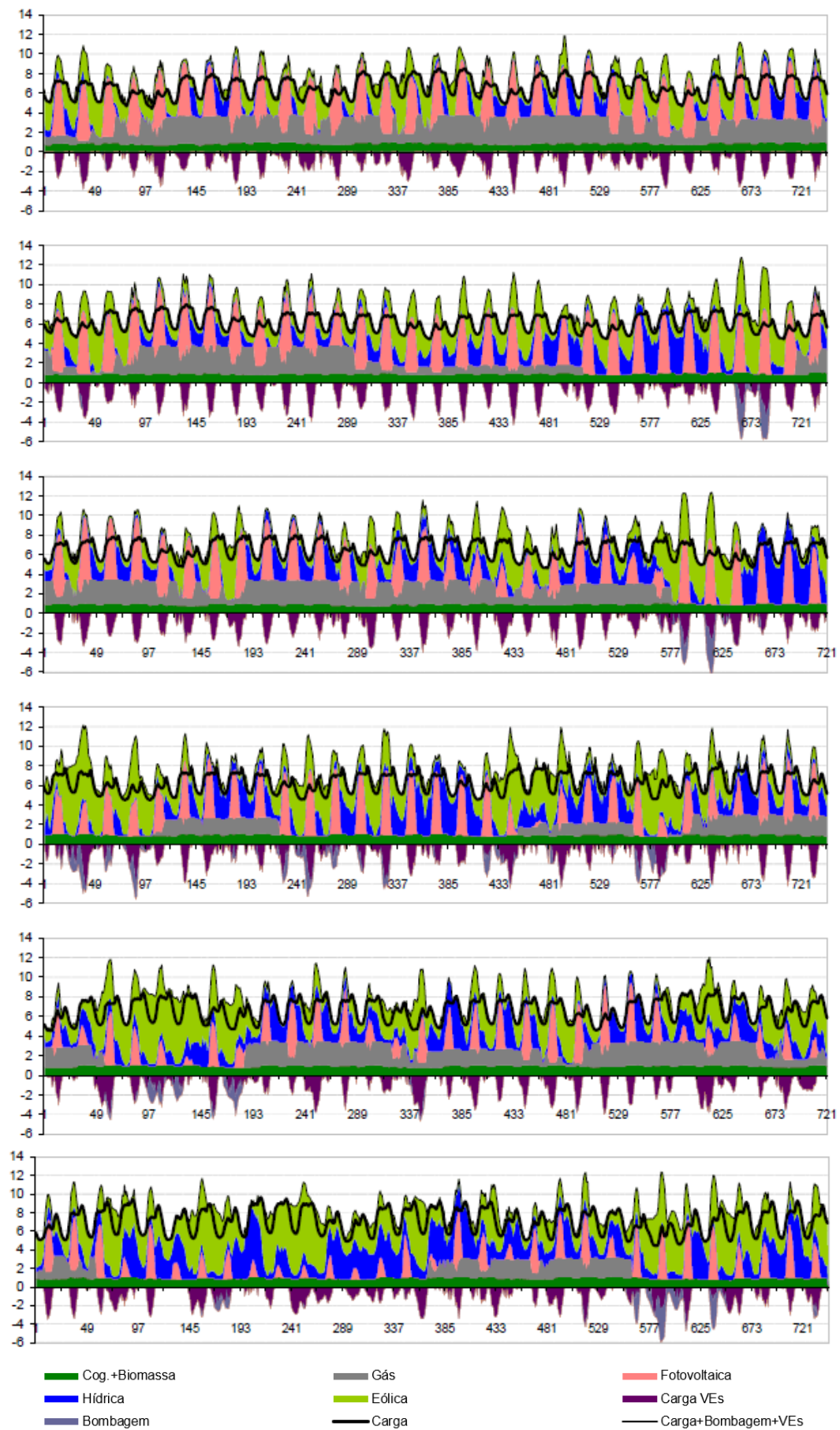


Figura A.20: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário IPE_0,9 nos meses de julho a dezembro.

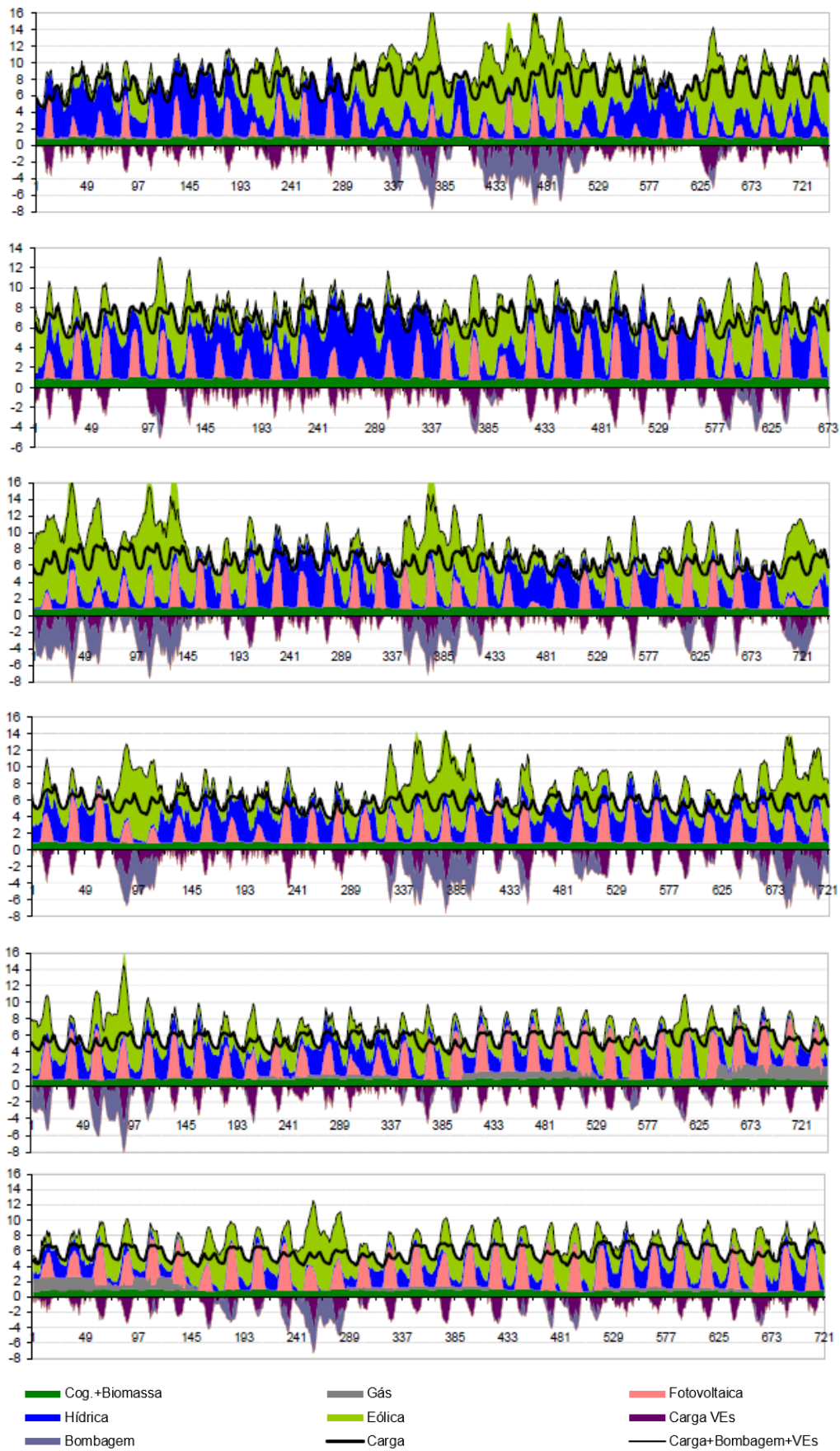


Figura A.21: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_EOL+25% nos meses de janeiro a junho.

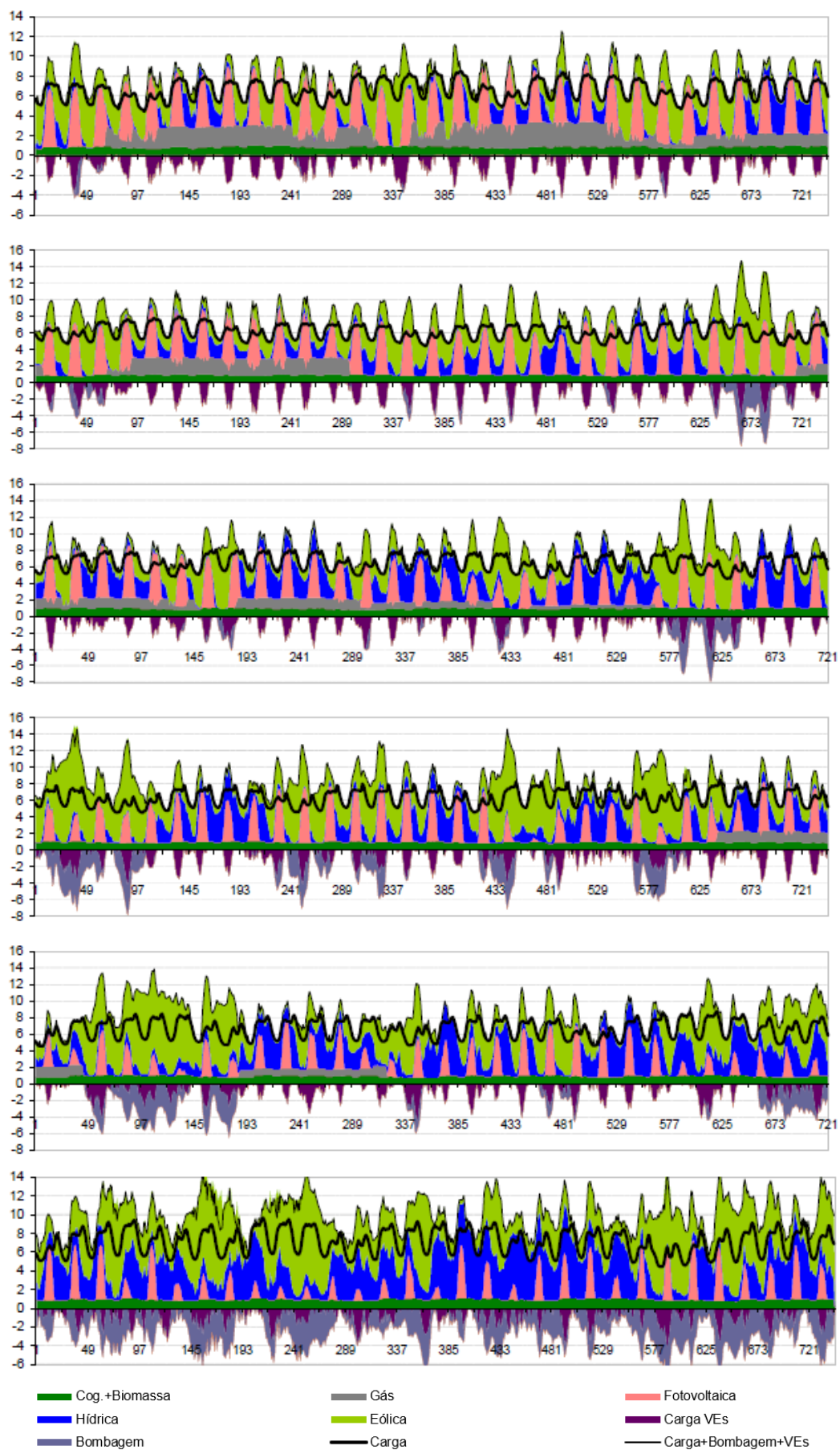


Figura A.22: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_EOL+25% nos meses de julho a dezembro.

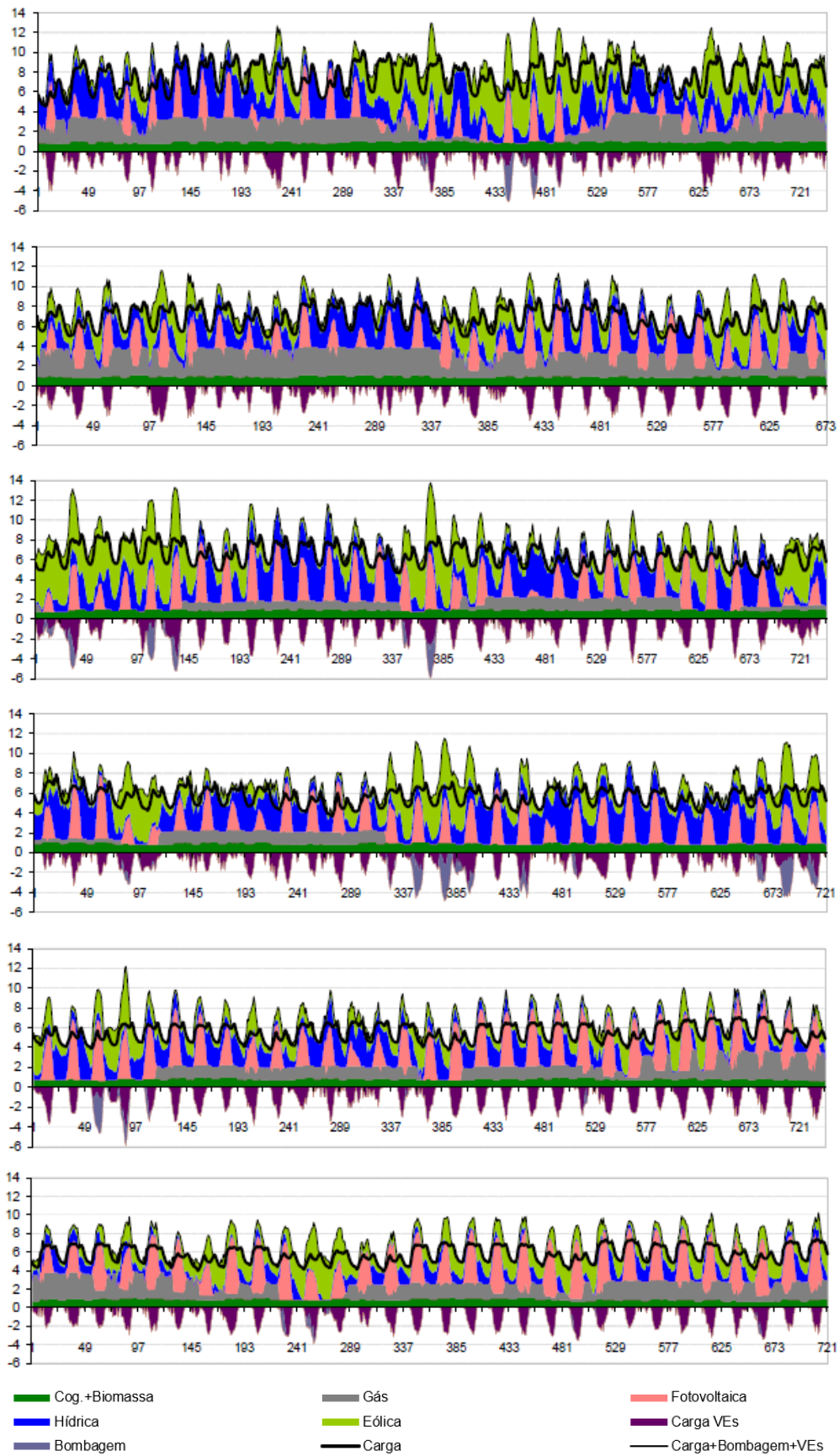


Figura A.23: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_EOL-25% nos meses de janeiro a junho.

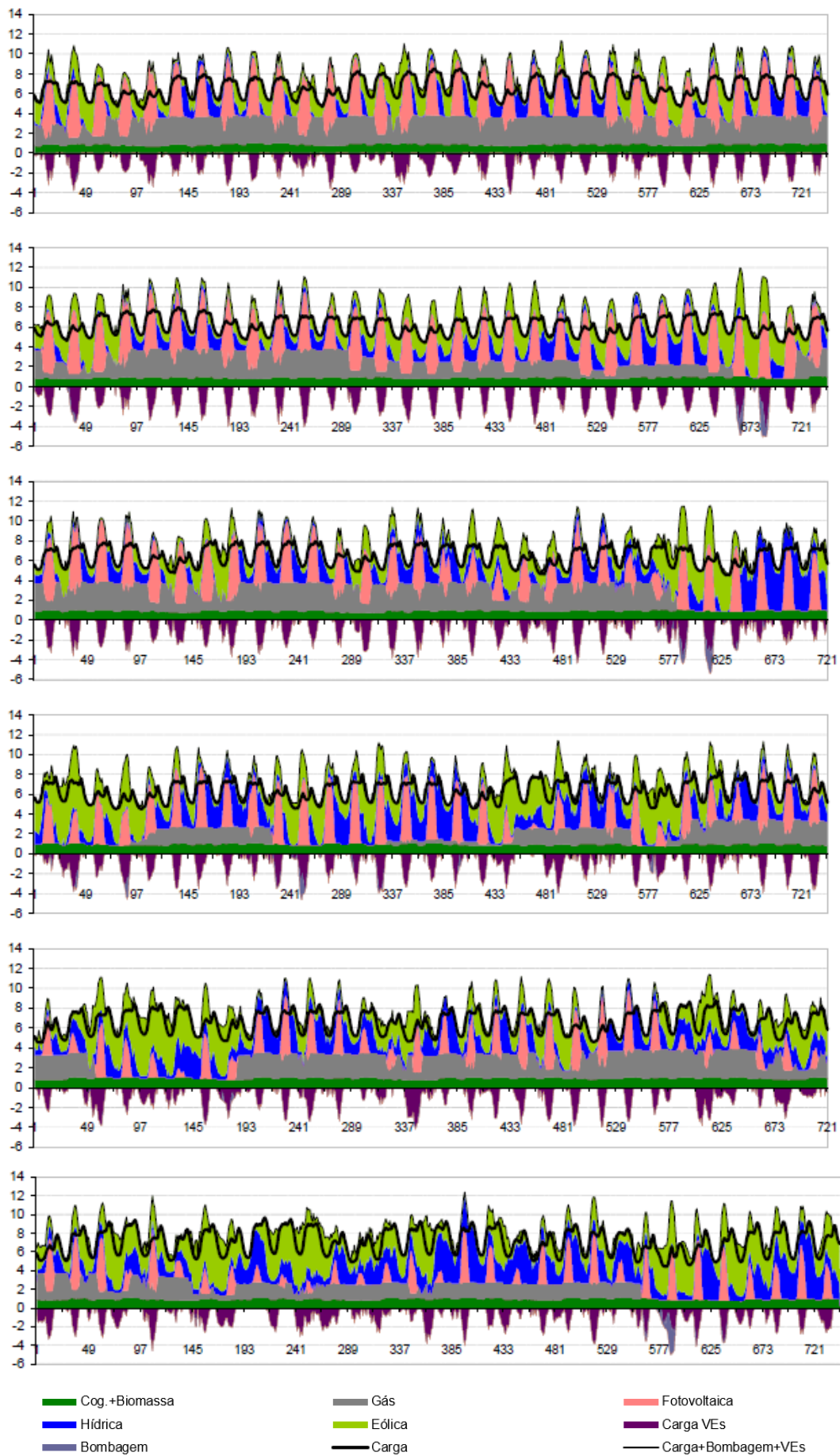


Figura A.24: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_EOL-25% nos meses de julho a dezembro.

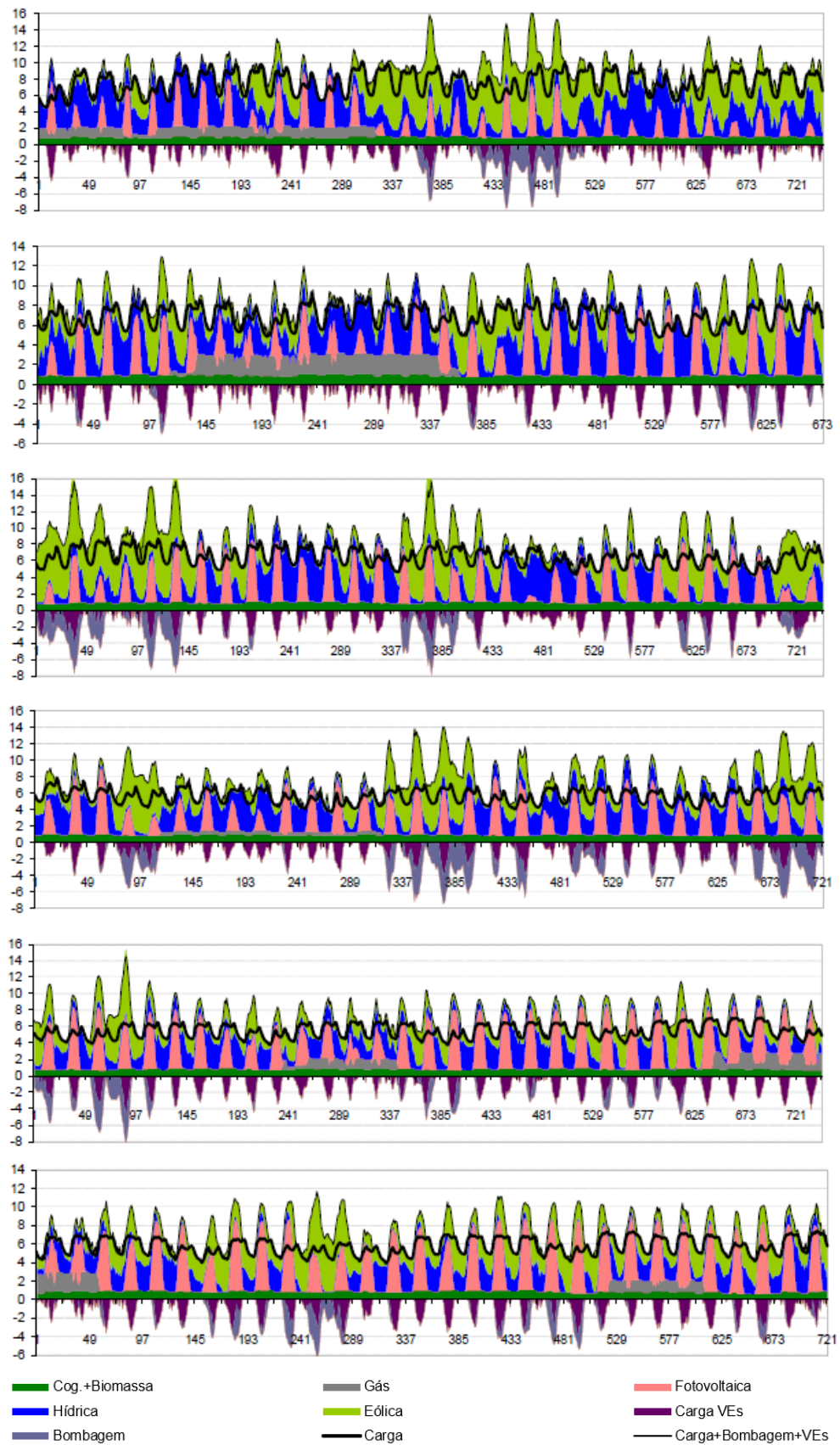


Figura A.25: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_FV+25% nos meses de janeiro a junho.

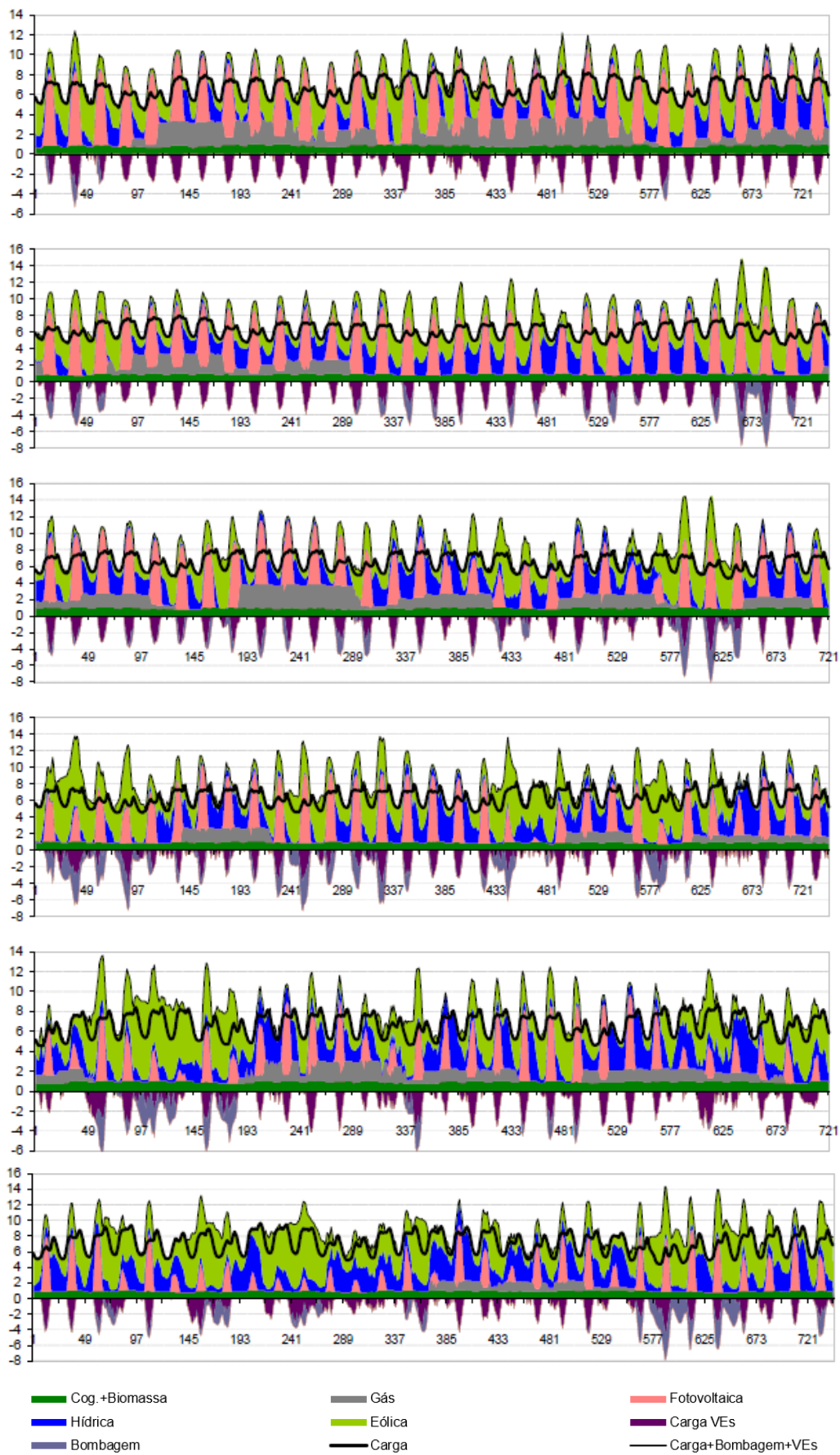


Figura A.26: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_FV+25% nos meses de julho a dezembro.

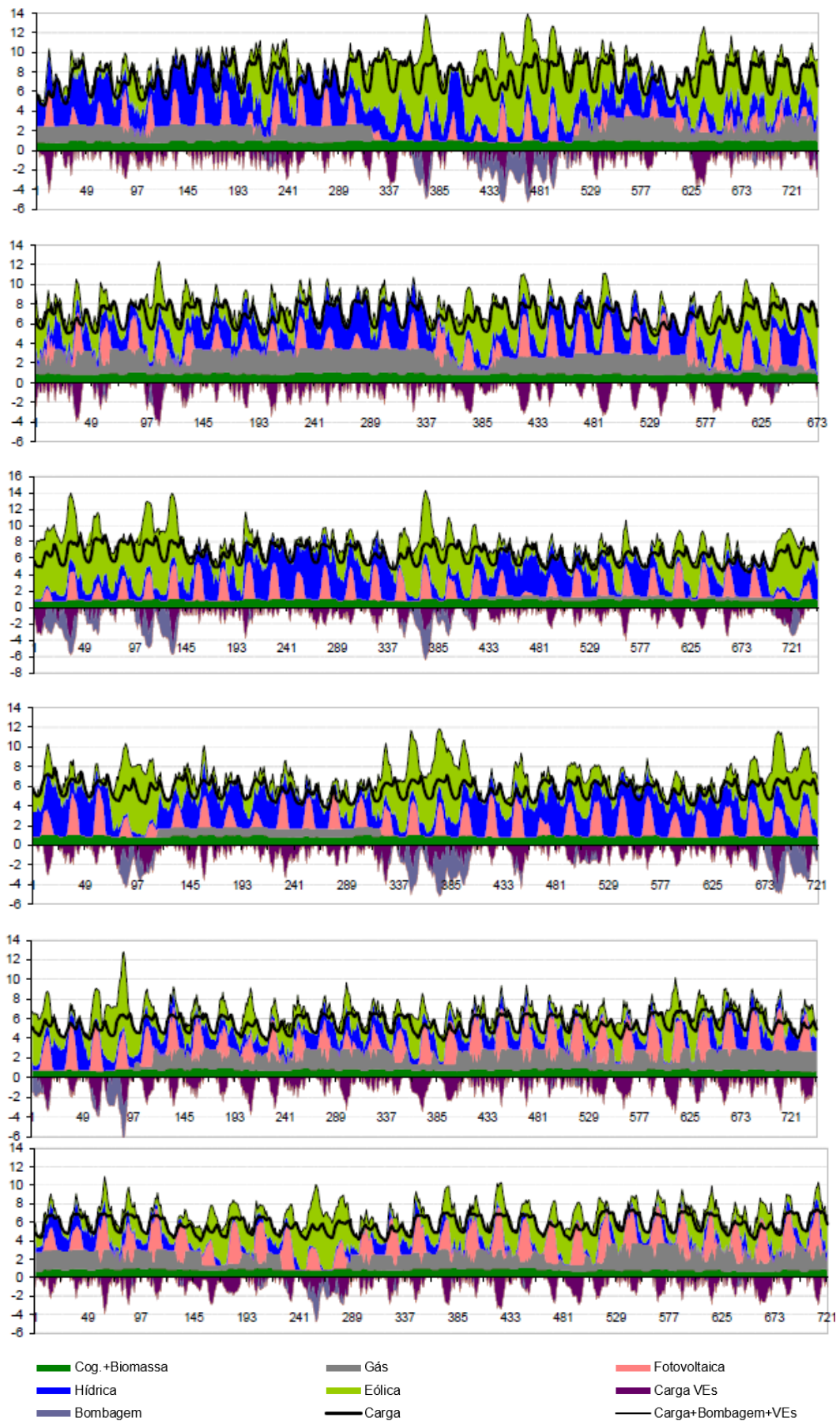


Figura A.27: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_FV-25% nos meses de janeiro a junho.

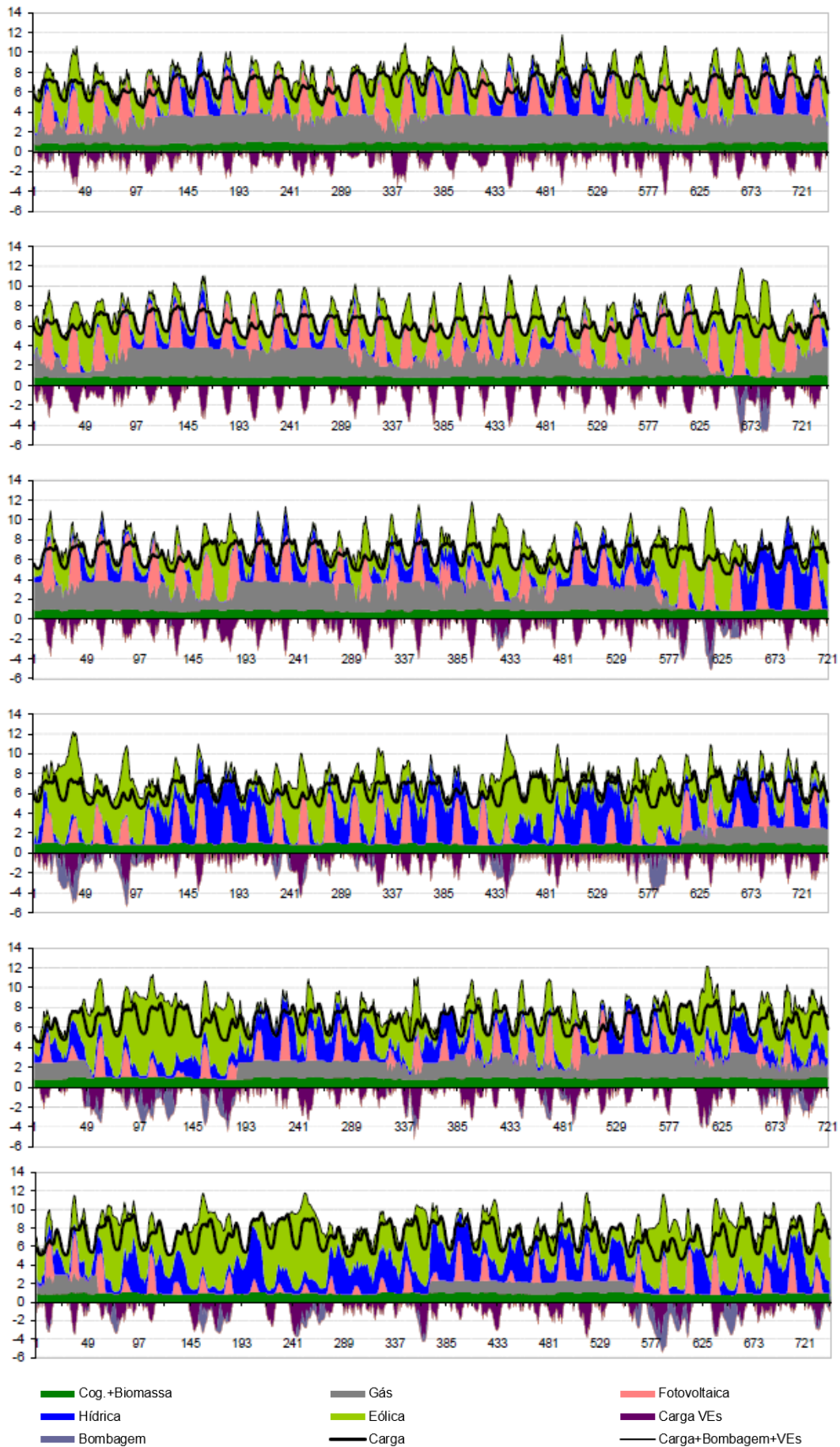


Figura A.28: Geração em GW por tecnologia, consumo e bombagem para o cenário PNEC_FV-25% nos meses de julho a dezembro.