

PORTUGAL

**PLANO NACIONAL INTEGRADO ENERGIA
E CLIMA 2021-2030**

Dezembro de 2018

Índice

1.	PANORAMA E PROCESSO PARA O ESTABELECIMENTO DO PLANO	1
1.1.	Resumo	1
1.1.1.	Contextos político, económico, ambiental e social do plano.....	1
1.1.2.	Estratégia relativa às cinco dimensões da União da Energia	1
1.1.3.	Visão geral com os principais objetivos, políticas e medidas do plano.....	4
1.2.	Panorama da atual situação política	5
1.2.1.	Sistema energético nacional e da UE e contexto político do plano nacional.....	5
1.2.2.	Políticas e medidas atuais em matéria de energia e clima relativas às cinco dimensões da União da Energia	5
1.2.3.	Questões-chave de relevância transnacional.....	7
1.2.4.	Estrutura administrativa para a implementação de políticas nacionais de energia e clima	7
1.3.	Consultas e envolvimento de entidades nacionais e da União e respetivo resultado	10
1.3.1.	Envolvimento do parlamento nacional	10
1.3.2.	Envolvimento do poder local e regional	10
1.3.3.	Consultas com partes interessadas, incluindo parceiros sociais, e envolvimento da sociedade civil e do público em geral	10
1.3.4.	Consultas de outros Estados-Membros	12
1.3.5.	Processo iterativo com a Comissão Europeia	12
1.4.	Cooperação regional na preparação do plano	13
1.4.1.	Aspetos sujeitos a planeamento conjunto ou coordenado com outros Estados.....	13
1.4.2.	Explicação sobre o modo como a cooperação regional é tida em conta no plano	13
2.	OBJETIVOS E METAS NACIONAIS.....	14
2.1.	Dimensão Descarbonização	14
2.1.1.	Objetivos relativos a emissões e remoções de GEE	14
2.1.2.	Objetivos relativos a energia de fontes renováveis	15
2.2.	Dimensão Eficiência Energética	18
2.3.	Dimensão Segurança Energética.....	20
i.	Objetivos nacionais para o aumento da diversificação das fontes energéticas e fornecimento por países terceiros a fim de aumentar a resiliência dos sistemas energéticos regionais e nacionais.....	20
ii.	Se aplicável, objetivos nacionais para a redução da dependência da importação de energia de países terceiros, a fim de aumentar a resiliência dos sistemas energéticos regionais e nacionais	20
iii.	Objetivos nacionais para o aumento da flexibilidade do sistema energético nacional, em particular através da implantação de fontes de energia endógenas, a resposta da procura e o armazenamento de energia	21
2.4.	Dimensão Mercado Interno da Energia	21
2.4.1.	Interconectividade da eletricidade	21
2.4.2.	Infraestrutura de transporte da energia	23

i.	Principais projetos de infraestruturas de transporte da eletricidade e de gás e, se for caso disso, projetos de modernização, necessários para o cumprimento de objetivos e metas nas cinco dimensões da Estratégia da União da Energia.....	23
ii.	Se aplicável, projetos de infraestruturas (energéticas transeuropeias) principais previstos, além dos projetos de interesse comum (PIC)	24
2.4.3.	Integração do mercado	25
i.	Objetivos nacionais relacionados com outros aspetos do mercado interno da energia, como a integração e a associação de mercados, incluindo um calendário para o cumprimento dos objetivos.....	25
ii.	Se aplicável, objetivos nacionais relacionados com a participação não discriminatória da energia renovável, da resposta da procura e do armazenamento, nomeadamente através da agregação, em todos os mercados da energia, incluindo um calendário para o cumprimento dos objetivos	25
iii.	Se aplicável, objetivos nacionais com o fim de garantir que os consumidores participem no sistema energético e beneficiem da autoprodução e das novas tecnologias, incluindo os contadores inteligentes	25
iv.	Objetivos nacionais para a garantia da adequação do sistema elétrico, bem como para a flexibilidade do sistema energético em relação à produção de energia de fontes renováveis, incluindo um calendário para o cumprimento dos objetivos.....	25
v.	Se aplicável, objetivos nacionais para proteger os consumidores de energia e melhorar a competitividade do setor retalhista de energia	27
2.4.4.	Pobreza energética	27
i.	Se aplicável, objetivos nacionais respeitantes à pobreza energética, incluindo um calendário para o cumprimento dos objetivos.....	27
2.5.	Dimensão Investigação, inovação e competitividade	27
i.	Objetivos e metas de financiamento nacionais para a investigação e inovação no setor público e no setor privado	27
ii.	Objetivos nacionais, incluindo metas a longo prazo, para a implementação de tecnologias de baixo carbono	28
iii.	Se aplicável, objetivos nacionais referentes à competitividade	28
3.	POLÍTICAS E MEDIDAS PLANEADAS.....	29
3.1.	Dimensão Descarbonização	29
3.1.1.	Emissões e remoções de GEE (a desenvolver com contributo da APA).....	29
i.	Políticas e medidas para atingir a meta enunciada no Regulamento [ESR] conforme referido no subcapítulo 2.1.1 e políticas e medidas para cumprir o Regulamento [LULUCF], abrangendo todos os principais setores ...	29
ii.	Se aplicável, medidas de cooperação regional nesta área	31
iii.	Se aplicável, e sem prejuízo da aplicabilidade das regras em matéria de auxílios de estado, medidas de financiamento neste domínio a nível nacional.....	32
3.1.2.	Energias renováveis.....	32
i.	Políticas e medidas para atingir o contributo nacional para a meta vinculativa para 2030 ao nível da UE relativamente à energia de fontes renováveis	32
ii.	Se aplicável (opcional), estimativa da produção excessiva de energia proveniente de fontes renováveis que poderia ser transferida para outros Estados-Membros	33
iii.	Medidas específicas relativas ao apoio financeiro.....	33
iv.	Medidas específicas para introduzir um ou mais pontos de contato, agilizar procedimentos administrativos, informação e formação, e facilitar a adoção de contratos de compra de energia.....	34

v. Avaliação da necessidade de construção de novas infraestruturas de aquecimento e arrefecimento urbano (<i>district heating</i>) a partir de fontes de energia renováveis	34
3.1.3. Outros elementos	34
i. Se aplicável, políticas e medidas nacionais que afetem o sector CELE	34
ii. Se aplicável, políticas e medidas para alcançar outras metas nacionais	34
iii. Políticas e medidas para alcançar uma mobilidade com baixas emissões (incluindo a eletrificação do transporte)	34
iv. Se aplicável, políticas nacionais, cronogramas e medidas previstas para eliminar gradualmente os subsídios à energia, em particular para os combustíveis fósseis	34
3.2. Dimensão Eficiência Energética	35
i. Regimes de obrigação de eficiência energética e medidas de política alternativas nos termos dos artigos 7.º-A e 7.º-B da Diretiva 2012/27/EU (revista)	35
Para dar resposta ao Regimes de obrigação de eficiência energética e medidas de política alternativas nos termos dos artigos 7.º-A e 7.º-B da Diretiva 2012/27/EU (revista) serão implementadas medidas específicas no âmbito das linhas de atuação (referidas anteriormente):	35
ii. Estratégia a longo prazo de renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, tanto públicos como privados	36
iii. Descrição das políticas e medidas para promover os serviços energéticos no setor público e medidas para eliminar as barreiras regulamentares e não regulamentares que impedem a adoção de contratos de desempenho energético e outros modelos de serviços de eficiência energética	36
iv. Outras políticas, medidas e programas para alcançar as contribuições nacionais indicativas de eficiência energética para 2030, bem como outros objetivos apresentados em 2.2.	36
v. Descrição das medidas para utilizar os potenciais de eficiência energética das infraestruturas de gás e eletricidade	36
vi. Se aplicável, cooperação regional no domínio da eficiência energética	37
vii. Medidas de financiamento, incluindo o apoio da UE e a utilização de fundos da UE, na área da eficiência energética a nível nacional	37
3.3. Dimensão Segurança Energética	38
i. Políticas e medidas respeitantes à segurança energética	38
ii. Cooperação regional neste domínio	38
iii. Medidas de financiamento neste domínio a nível nacional, incluindo o apoio da UE e a utilização de fundos da UE, se aplicáveis	39
3.4. Dimensão Mercado interno da energia	39
3.4.1. Infraestrutura de eletricidade	39
i. Políticas e medidas para atingir o nível estipulado de interligação elétrica	39
ii. Cooperação regional neste domínio	40
iii. Medidas de financiamento neste domínio a nível nacional, incluindo o apoio da UE e a utilização de fundos da UE, se aplicáveis	40
3.4.2. Infraestrutura de transporte da energia	41
3.4.3. Integração do mercado	41
i. Políticas e medidas relativas aos objetivos de integração do mercado (subcapítulo Erro! A origem da referência não foi encontrada.)	41

ii.	Se aplicável, medidas de flexibilização do sistema energético em relação à produção de energia de fontes renováveis, incluindo o desenvolvimento do acoplamento dos mercados intradiários e dos mercados de compensação transnacionais	41
iii.	Se aplicável, medidas para garantir a participação não discriminatória de energia renovável, resposta à procura e armazenamento, inclusive via agregação, em todos os mercados de energia	41
iv.	Políticas e medidas para proteger os consumidores, especialmente vulneráveis e, quando aplicável, consumidores em situação de pobreza energética, e para melhorar a competitividade e contestabilidade do mercado de retalho de energia	42
v.	Descrição de medidas para permitir e desenvolver a resposta à procura, incluindo as que favorecem uma tarifação dinâmica	43
3.4.4.	Pobreza energética	43
3.5.	Dimensão Investigação, inovação e competitividade	43
i.	Políticas e medidas relacionadas com os elementos estabelecidos no ponto 2.5.....	43
ii.	Se aplicável, cooperação com outros Estados-Membros neste domínio, incluindo informações sobre a forma como os objetivos e políticas do Plano SET são traduzidos num contexto nacional	46
iii.	Medidas de financiamento neste domínio a nível nacional, incluindo o apoio da UE e a utilização de fundos da UE, se aplicáveis.....	46
4.	SITUAÇÃO ATUAL DAS POLÍTICAS E MEDIDAS EXISTENTES E PROJEÇÕES	48
4.1.	Evolução projetada dos principais fatores exógenos que influenciam a evolução do sistema energético e das emissões de GEE.....	48
i.	Previsões macroeconómicas (PIB e crescimento populacional)	48
ii.	Alterações setoriais suscetíveis de ter impacto no sistema energético e nas emissões de GEE	49
iii.	Tendências mundiais em matéria de energia, preços internacionais de combustíveis fósseis, preço do carbono no Regime do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE)	49
iv.	Evolução dos custos tecnológicos	50
4.2.	Dimensão Descarbonização	50
4.2.1.	Emissões e remoções de GEE.....	50
4.2.1.1.	Emissões totais de gases com efeito de estufa em Portugal	50
4.2.1.2.	Projeções de evolução setorial com base nas políticas e medidas nacionais e da UE, pelo menos até 2040 (incluindo para o ano de 2030).....	53
4.2.2.	Energia de fontes renováveis	55
4.3.	Dimensão Eficiência energética	60
4.4.	Dimensão Segurança Energética	70
4.5.	Dimensão Mercado Interno da Energia	80
4.5.1.	Interligações elétricas	80
4.5.2.	Infraestrutura de transporte da energia	83
4.5.3.	Mercados da eletricidade e do gás, preços da energia	89
4.6.	Dimensão Investigação, inovação e competitividade	94
5.	AVALIAÇÃO DO IMPACTO DAS POLÍTICAS E MEDIDAS PLANEADAS	101
5.1.	Impactos das políticas e medidas planeadas no sistema energético e nas emissões e remoções de GEE, incluindo a comparação com projeções assentes nas políticas e medidas existentes.....	101

i.	Projeções sobre a evolução do sistema energético e das emissões e remoções de GEE, bem como, se pertinente, das emissões dos poluentes atmosféricos de acordo com a Diretiva (UE) 2016/2284 no quadro das políticas e medidas planeadas	101
ii.	Avaliação das interações entre as políticas.....	102
5.2.	Impactos macroeconómicos e, na medida em que tal seja viável, na saúde, no ambiente, no emprego, na educação, nas competências e impactos sociais, incluindo aspetos transitórios	103
5.3.	Panorâmica das necessidades de investimento	103
i.	Fluxos de investimento existentes e previsões de investimento futuro no que respeita às políticas e medidas planeadas	103
ii.	Fatores de risco de setor ou de mercado ou obstáculos no contexto nacional ou regional	103
iii.	Análise de apoio ou recursos suplementares de finanças públicas para preencher as lacunas identificadas na subálnea anterior	103
5.4.	Impactos das políticas e medidas planeadas noutros Estados-Membros e na cooperação regional	103
i.	Impactos no sistema energético nos EM vizinhos e noutros EM da região (*).....	103
ii.	Impactos nos preços da energia, nos serviços públicos e na integração do mercado da energia	103
iii.	Se pertinente, impactos na cooperação regional	103

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Metas de Portugal para o horizonte 2030	4
Tabela 2 – Meta nacionais para as suas emissões de GEE para o horizonte 2030	15
Tabela 3 – Trajetória indicativa e contributo para a meta vinculativa da União de pelo menos 32 % de energia renovável em 2030	16
Tabela 4 – Trajetórias estimadas para as Renováveis em Portugal para o horizonte 2030	16
Tabela 5 - Contributo total efetivo (capacidade instalada) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor da Eletricidade (GW) para o horizonte 2030 [Fonte: DGEG]	16
Tabela 6 - Contributo total efetivo (consumo de energia final) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor do Aquecimento e Arrefecimento (ktep) para o horizonte 2030 [Fonte: DGEG]	17
Tabela 7 - Contributo total efetivo (consumo de energia final) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor dos Transportes (ktep) para o horizonte 2030 [Fonte: DGEG]	17
Tabela 8 - Trajetórias estimadas da produção de bioenergia, desagregada entre calor, eletricidade e transporte (ktep) para o horizonte 2030 [Fonte: DGEG]	17
Tabela 9 - Contributo indicativo nacional em matéria de eficiência energética para o cumprimento da meta de 32,5% de eficiência energética da União em 2030 (Mtep).....	18
Tabela 10 - Quantidade acumulada de economias de energia a atingir no período 2021-2030 por força do artigo 7.º, sobre os deveres de economia de energia, da Diretiva 2012/27/UE [versão alterada em conformidade com a proposta COM(2016) 761]	19
Tabela 11 – Previsão dos valores mínimos indicativos da capacidade comercial de interligação [Fonte: REN] ..	22
Tabela 12 – Evolução dos pressupostos macroeconómicos relativos a taxa de variação do PIB e população (Milhões de habitantes) em Portugal no período 2020-2030	49
Tabela 13 – Previsões de evolução dos preços dos principais produtos energéticos e do CO ₂	49
Tabela 14 – Projeção de Emissões de GEE (kt CO ₂ eq.) – Cenário Políticas existentes	54
Tabela 15 – Potencial de reduções de emissões de GEE face a 2005 (%) – Cenário Políticas existentes	55
Tabela 16 – Evolução da quota de energias de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em Portugal [Fonte: DGEG/Eurostat]	56
Tabela 17 – Evolução do contributo das energias renováveis em cada sector para o consumo de energia final (ktep) [Fonte: DGEG/Eurostat]	57
Tabela 18 – Contributo total efetivo (capacidade instalada) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor da Eletricidade (MW) [Fonte: DGEG/Eurostat]	57
Tabela 19 – Contributo total efetivo (produção bruta de eletricidade) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor da Eletricidade (GWh) [Fonte: DGEG/Eurostat]	57
Tabela 20 – Contributo total efetivo (consumo de energia final) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor do Aquecimento e Arrefecimento (ktep) [Fonte: DGEG/Eurostat]	58
Tabela 21 – Contributo total efetivo (consumo de energia final) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor dos Transportes (ktep) [Fonte: DGEG/Eurostat]	58
Tabela 22 – Projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, até 2040, no consumo final bruto de energia em Portugal [Fonte: DGEG]	59
Tabela 23 – Projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, até 2040 do contributo das energias renováveis em cada sector para o consumo de energia final (ktep) [Fonte: DGEG]	59
Tabela 24 – Projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, até 2040 do contributo total efetivo (capacidade instalada) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor da Eletricidade (GW) [Fonte: DGEG]	59

Tabela 25 – Projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, até 2040 do contributo total efetivo (consumo de energia final) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor do Aquecimento e Arrefecimento (ktep) [Fonte: DGEG].....	60
Tabela 26 – Projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, até 2040 do contributo total efetivo (consumo de energia final) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor dos Transportes (ktep) [Fonte: DGEG/Eurostat]	60
Tabela 27 – Consumo total de Energia Primária em Portugal (ktep) [Fonte: DGEG]	61
Tabela 28 - Intensidade energética da economia em energia final por setor de atividade em Portugal (tep/M€'2011) [Fonte: DGEG/INE]	65
Tabela 29 – Cálculo do potencial de calor e frio a fornecer por cogerações [Fonte: DGEG, Estudo do potencial de cogeração de elevada eficiência em Portugal, 2016]	67
Tabela 30 – Previsão de evolução do consumo total de Energia Primária em Portugal (Mtep): Cenário Políticas existentes [Fonte: DGEG].....	69
Tabela 31 – Previsão de evolução do consumo de Energia Final por tipo de fonte e por setor de atividade em Portugal (ktep): Cenário Políticas existentes [Fonte: DGEG]	69
Tabela 32 – Importações, Exportações e Saldo Importador de energia em Portugal (ktep) [Fonte: DGEG]	71
Tabela 33 - Produção Doméstica de energia em Portugal por tipo de fonte (ktep) [Fonte: DGEG]	73
Tabela 34 – Produção Bruta de Eletricidade em Portugal (GWh) [Fonte: DGEG].....	76
Tabela 35 – Capacidade instalada para a produção de eletricidade por tipo de fonte em Portugal (MW) [Fonte: DGEG]	78
Tabela 36 – Produção de energia Térmica em Portugal (TJ) [Fonte: DGEG]	79
Tabela 37 – Previsão de evolução da capacidade instalada no sistema electrodutor nacional para a produção de eletricidade por tipo de fonte em Portugal (GW): Cenário Políticas existentes [Fonte: DGEG].....	80
Tabela 38 - Capacidade técnica das linhas de interligações em MAT entre Portugal (PT) e Espanha (ES) em 31-dez-2017 [Fonte: REN, “Capacidades indicativas de interligação para fins comerciais para o ano de 2017”].....	80
Tabela 39 - Rácio entre a capacidade de interligação e a capacidade instalada no sistema electrodutor em Portugal [Fonte: REN, análise DGEG].....	81
Tabela 40 - Rácio entre a capacidade de interligação e a capacidade instalada no sistema electrodutor entre a Península Ibérica e França [Fonte: REN, REE, análise DGEG].....	81
Tabela 41 – Evolução prevista de capacidade comercial de interligação [Fonte: REN].....	82
Tabela 42 – Principais características da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade [Fonte: REN]	83
Tabela 43 – Capacidades das interligações de GN entre Portugal e Espanha [Fonte: REN]	86
Tabela 44 – Número de clientes no mercado nacional de eletricidade por tipo de cliente em dez. 2017 [Fonte: ERSE]	89
Tabela 45 – Preços da Eletricidade por setor em Portugal (€/kWh) [Fonte: DGEG]	90
Tabela 46 – Número de clientes no mercado nacional de GN por tipo de cliente em dez. 2017 [Fonte: ERSE] ..	90
Tabela 47 – Preços do Gás Natural por setor em Portugal (€/GJ) [Fonte: DGEG]	91
Tabela 48 – Preço do Gasóleo rodoviário em Portugal (€/litro) [Fonte: DGEG]	92
Tabela 49 – Preço da Gasolina em Portugal (€/litro) [Fonte: DGEG].....	92
Tabela 50 – Número de consumidores com Tarifa Social de Energia em Portugal	93
Tabela 51 - Despesa em I&D na energia e ambiente por sector de execução em Portugal em 2016 [Fonte: DGEEC]	97
Tabela 52 – Desagregação do pessoal de investigação por sector de execução [Fonte: DGEEC]	98

Tabela 53 – Registo de patentes em Portugal [Fonte: INPI].....	99
Tabela 54 – Potencial de reduções de emissões de GEE face a 2005 (%) nos 2 cenários desenvolvidos no contexto RNC2050	101
Tabela 55 – Projeção de Emissões de GEE (kt CO ₂ e) – Cenário Políticas Planeadas	101

Índice de Figuras

Figura 1 – Atividades de envolvimento de stakeholders realizadas durante 2018 no contexto do PNEC	12
Figura 2 - Trajetória indicativa para o contributo indicativo nacional em matéria de eficiência energética para o cumprimento da meta de 32,5% de eficiência energética da União em 2030 de 2021 em diante (consumo de energia primária, em Mtep)	18
Figura 3 – Evolução da estrutura do VAB por ramo de atividade.....	49
Figura 4 – Evolução das emissões nacionais de Gases com Efeito de Estufa (Mt CO ₂ e) [Fonte: APA]	50
Figura 5 – Evolução das emissões nacionais de Gases com Efeito de Estufa (Mt CO ₂ e) por setor CELE e não-CELE	51
Figura 6 – Evolução das emissões nacionais, PIB e intensidade carbónica (1990=100%) entre 1990 e 2016	52
Figura 7 – Evolução das emissões setoriais 1990-2016 [Fonte: APA]	52
Figura 8 – Emissões setoriais em CO ₂ e em 2016 [Fonte: APA]	53
Figura 9 – Metas de incorporação de fontes de energia renováveis no consumo final bruto de energia em 2020 na UE-28 [Fonte: Comissão Europeia]	56
Figura 10 – Evolução da quota de energias de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em Portugal [Fonte: DGEG/Eurostat]	56
Figura 11 – Evolução do Consumo total de Energia Primária por tipo de fonte em Portugal (ktep) [Fonte: DGEG]	60
Figura 12 – Evolução da intensidade energética da economia em energia primária em Portugal (tep/M€'2011) [Fonte: DGEG/INE]	61
Figura 13 – Evolução do CEP e do PIB em Portugal (2000 = 100) [Fonte: DGEG/INE]	61
Figura 14 - Evolução da meta de Portugal em matéria de Eficiência Energética para 2020 (Mtep)	62
Figura 15 – Evolução do Consumo total de Energia Final por tipo de fonte em Portugal (ktep) [Fonte: DGEG] ..	62
Figura 16 – Evolução do Consumo total de Energia Final por setor de atividade em Portugal (ktep) [Fonte: DGEG]	63
Figura 17 – Evolução da intensidade energética da economia em energia final em Portugal (tep/M€'2011) [Fonte: DGEG/INE]	64
Figura 18 – Evolução do CEF e do PIB em Portugal (2000 = 100) [Fonte: DGEG/INE]	64
Figura 19 – Evolução da intensidade energética da economia em energia final por setor de atividade em Portugal (tep/M€'2011) [Fonte: DGEG/INE]	65
Figura 20 – Cenários de evolução do potencial económico de cogeração até 2026 (MWe) [Fonte: Estudo do potencial de cogeração de elevada eficiência em Portugal, 2016]	68
Figura 21 – Evolução das Importações, Exportações e Saldo Importador de energia em Portugal (ktep) [Fonte: DGEG]	71
Figura 22 - Evolução da Produção Doméstica de energia em Portugal (ktep) [Fonte: DGEG]	73
Figura 23 – Evolução da Dependência Energética externa de Portugal [Fonte: DGEG]	74
Figura 24 – Relação entre a Dependência Energética do exterior e a Produção de Eletricidade de origem Hídrica [Fonte: DGEG]	76
Figura 25 – Evolução da Produção Bruta de Eletricidade e do Saldo Importador em Portugal (GWh) [Fonte: DGEG]	77
Figura 26 – Evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade em Portugal por tipo de fonte (MW) [Fonte: DGEG]	78

Figura 27 – Evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade através de UP em Portugal (MW) [Fonte: DGEG]	79
Figura 28 – Evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade através de UP em Portugal por tipo de regime (MW) [Fonte: DGEG]	79
Figura 29 - Evolução do valor médio anual da capacidade Comercial de Interligação entre Portugal e Espanha (MW) [Fonte: REN]	81
Figura 30 – Interligações elétricas na Península Ibérica [Fonte: REN, REE]	82
Figura 31 – Mapa da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em 2017 [Fonte: REN, “Capacidades indicativas de interligação para fins comerciais para o ano de 2017”]	84
Figura 32 – Caracterização da RNTGN 2008-2017 [Fonte: REN, “REN Dados Técnicos 2017”]	85
Figura 33 – Mapa da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito em 2017 [Fonte: REN]	87
Figura 34 – Estrutura do preço da Eletricidade em Portugal por setor (€/kWh) [Fonte: DGEG]	90
Figura 35 – Estrutura do preço do Gás Natural em Portugal por setor (€/kWh) [Fonte: DGEG]	91
Figura 36 – Níveis de investimento em I&D em relação ao PIB por sector de execução (%) [Direção-Geral de Estatísticas de Educação e Ciência]	95
Figura 37 – Competências e capacidade para inovar em Portugal no contexto da OCDE [Fonte: OCED]	96
Figura 38 – Percentagem da despesa pública total em I&D dedicada no domínio da energia e ambiente face à despesa pública total em 2011 no conjunto dos países da OCDE [Fonte: ODE]	97
Figura 39 – Financiamento público em ID&D entre 1983 e 2015 [Fonte: IEA “Energy Policies of IEA Countries: Portugal 2016”]	98
Figura 40 – Percentagem do custo total com a energia, face aos custos totais da empresa [Fonte: APE “A Energia em Portugal: Perspetiva de quem a utiliza 2014”]	99
Figura 41 – Preço da Eletricidade no setor da Indústria excluindo IVA e outros impostos e taxas recuperáveis na Banda IC (500 MWh > < 2 000 MWh) nos países da UE-28 relativo ao 2º semestre de 2017 (€/kWh) [Fonte: Eurostat]	100
Figura 42 - Preço do Gás Natural no setor da Indústria excluindo IVA e outros impostos e taxas recuperáveis na Banda I3 (10 000 GJ > < 100 000 GJ) nos países da UE-28 relativo ao 2º semestre de 2017 (€/GJ) [Fonte: Eurostat]	100

1. PANORAMA E PROCESSO PARA O ESTABELECIMENTO DO PLANO

1.1. Resumo

1.1.1. Contextos político, económico, ambiental e social do plano

Com o Acordo de Paris (AP), em 2015, dá-se uma mudança de paradigma na sociedade, com o reconhecimento explícito de que apenas com o contributo de todos é possível ultrapassar o desafio das alterações climáticas e travar o aquecimento global do planeta a apenas 2°C acima dos níveis pré-industriais.

Surgem neste seguimento, por parte da Comissão Europeia, uma série de pacotes estratégicos que visam dar resposta nas diferentes áreas a este desafio global. Destes destacam-se o Pacote Energia Clima 2030, o Pacote Mobilidade Limpa e o Pacote Energia Limpa para todos os Europeus.

Neste contexto global, é reconhecida a inevitabilidade da transição energética dada a urgência climática e a necessidade de mudança do paradigma económico, em particular, no que toca aos combustíveis fósseis. Portugal assumiu, de forma clara, o compromisso da transição energética, com o objetivo de redução das suas emissões de gases com efeito de estufa.

Assume-se, pois, a visão para Portugal de alcançar a neutralidade carbónica em 2050, encontrando-se em desenvolvimento o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050).

Alinhado com esta visão e desenvolvido em articulação com o RNC 2050, o presente Plano Nacional integrado Energia Clima (PNEC) de Portugal enquadra-se nas obrigações decorrentes do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática, tratando-se de uma versão preliminar tal como previsto no n.º 1 do artigo 9.º do referido regulamento.

O PNEC, enquanto principal instrumento de política energética e climática para a década 2021-2030, está organizado de acordo com a estrutura definida na parte 1 do Anexo I do supracitado Regulamento. Neste sentido, aborda, ainda que, nesta fase, de uma forma preliminar, os aspetos elencados na referida estrutura. Neste contexto, o PNEC inclui uma caracterização da situação existente em Portugal em matéria de Energia e Clima, abrangendo as cinco dimensões do Regulamento: descarbonização, eficiência energética, segurança de abastecimento, mercado interno da energia e investigação, inovação e competitividade, bem como a definição dos contributos nacionais e políticas e medidas planeadas para o cumprimento dos diferentes compromissos globais da União, incluindo em termos de redução de emissões de gases com efeito de estufa, energias renováveis, eficiência energética e interligações.

1.1.2. Estratégia relativa às cinco dimensões da União da Energia

Em Portugal, as políticas públicas sobre alterações climáticas são hoje parte integrante de um conjunto de políticas setoriais plenamente alinhadas com a visão e objetivos de médio e longo prazo da política climática europeia e com o Acordo de Paris.

Neste sentido, assumiu-se como visão o desenvolvimento de uma economia competitiva e de baixo carbono, tendo em vista atingir a neutralidade carbónica em 2050.

A resposta a este desafio será verdadeiramente transformacional da forma como se encaram alguns dos aspetos mais determinantes da vida em sociedade, em particular no que diz respeito aos padrões de produção e

consumo; à relação com a produção e utilização de energia; à forma como se pensam as cidades e os espaços de habitação, trabalho e lazer; à forma como nos deslocamos e como se encaram as necessidades de mobilidade.

Desde logo perspetivando a neutralidade carbónica permite, no horizonte 2050, antecipar:

- uma transição energética assente na descarbonização completa do sector eletroprodutor, com a totalidade da produção de eletricidade a ser efetuada com recurso a fontes de energia endógenas renováveis, o que por sua vez obrigará a um repensar muito significativo das redes de transporte e distribuição, incluindo as capacidades de armazenamento, a produção descentralizada, a digitalização e as interligações;
- uma aposta forte na eficiência energética, tema transversal a todos os setores de atividade com forte incidência na indústria, residencial, serviços e mobilidade;
- uma descarbonização completa do sector dos transportes rodoviários e ferroviários, incluindo as implicações em termos de tecnologias e sua substituição (com uma aposta clara na mobilidade elétrica, mobilidade suave e mobilidade partilhada), mas também no que diz respeito aos modelos de organização territorial das cidades e atividades económicas e de lazer e as suas implicações em termos de necessidades de mobilidade, bem como nas implicações em termos de mobilidade coletiva versus mobilidade individual;
- os sectores industriais, incluindo agroalimentar, terão um papel de extrema importância, residindo neste contexto um dos principais polos de necessidade de inovação e criação de novos modelos de negócio. O reforço das perspetivas da economia circular e da “indústria 4.0” assumem um carácter determinante no caminho a trilhar para identificar e criar soluções inovadoras, eficientes, verdes e com emissões muito próximas de zero, nos próximos 30 anos;
- na agricultura, será importante repensar toda a cadeia alimentar, desde as escolhas que integram a dieta alimentar, a anulação do desperdício de alimentos, a forma como se produzem plantas e animais para alimentação, a pressão nos solos, água, mas também nos recursos marinhos e pescas;
- o potencial de sumidouro, em particular na área florestal, terá de ser reforçado, assumindo a sua gestão na articulação das vertentes de ordenamento do território, investindo em práticas e modelos de gestão que potenciem o papel de sumidouro das florestas e aumentem a sua resiliência face às alterações climáticas que acarretam um potencial de agravamento das condições para fogos florestais e para a degradação dos solos.

No curto prazo, no horizonte de 2030, importa desde já traçar uma estratégia e um conjunto de objetivos que ajudem a consolidar este caminho e que possibilitem consolidar uma economia nacional competitiva, resiliente e cada vez mais, de baixo carbono.

Uma sociedade neutra em carbono, assente numa economia circular, que conserva recursos no seu valor económico mais elevado é igualmente criadora de emprego (mas mais qualificado), de riqueza (mas mais sustentada) e de bem-estar (mas mais partilhado).

O caminho para a neutralidade carbónica é também o caminho da inovação e do conhecimento, da qualificação e formação e da sustentabilidade demográfica.

No domínio da energia, um domínio especialmente relevante no contexto da transição para uma sociedade descarbonizada, a estratégia de Portugal para o horizonte 2030 assenta numa combinação de diversas opções de políticas e medidas bem como de opções tecnológicas, procurando encontrar sinergias entre as várias opções. O caminho para uma economia neutra em carbono exige uma ação conjunta em diversas áreas estratégicas, com prioridade à eficiência energética; reforço da diversificação de fontes de energia; aumento da eletrificação; reforço e modernização das infraestruturas; desenvolvimento das interligações; estabilidade do mercado e investimento; reconfiguração e digitalização do mercado; incentivo à investigação e inovação; promoção de processos, produtos e serviços de baixo carbono; e melhores serviços energéticos e uma escolha informada dos consumidores.

A eficiência energética afigura-se crucial para o cumprimento dos compromissos climáticos e em resposta à necessidade de uma economia competitiva e um sistema energético resiliente, seguro e autossuficiente. Neste contexto, Portugal compromete-se com o princípio da “Prioridade à Eficiência Energética” nas decisões sobre projetos de investimento no setor energético, numa lógica de sustentabilidade e custo-eficácia. A experiência mostra que o desafio da eficiência energética é igual ou maior que o das renováveis. Tanto os objetivos de eficiência energética como os objetivos de renováveis terão de ser alcançados num contexto de custo-eficácia e em conjunto com outras prioridades estratégicas, como a das interligações, tendo em vista uma verdadeira integração do país na União da Energia e a necessidade de se alcançar a neutralidade carbónica garantindo sempre a segurança de abastecimento no País.

A transição energética em Portugal passará indiscutivelmente pelo setor da eletricidade, assente numa forte eletrificação da economia. Portugal tem um enorme potencial para o desenvolvimento de um setor electroprodutor fortemente descarbonizado, quer pela disponibilidade de recursos endógenos renováveis, como a água, o vento, o sol, a biomassa e a geotermia, quer pelo facto de dispor de um sistema elétrico fiável e seguro capaz de lidar com a variabilidade. A nossa aposta passa agora pela energia solar. Preços da tecnologia altamente competitivos com outras soluções convencionais conjugados com a abundância do recurso, fazem desta fonte de energia uma solução capaz de dar continuidade à transição energética, sem onerar os consumidores. Com um sistema electroprodutor de base fortemente renovável, pretende-se promover e reforçar a utilização de eletricidade nos diferentes setores de atividade e da economia, com particular enfoque no setor dos transportes, mas também na indústria e nos setores residencial e dos serviços, em paralelo com o reforço da utilização de outras fontes de energia renovável, como biomassa e biocombustíveis.

A transição energética não se esgota na evolução tecnológica, através da substituição ou da adoção de novas tecnologias, ou na utilização de novas formas de energia. Em grande medida será a participação do consumidor, com um papel mais ativo enquanto consumidor/produtor de energia e enquanto agente para a mudança de comportamentos, que terá um impacto preponderante nesta trajetória. Um consumidor mais informado representa melhores escolhas, mais eficientes e sustentáveis, e um consumidor no centro da decisão representa um consumidor mais ativo na transição energética, disponível para participar nas mudanças estruturantes que são necessárias para alcançar este desafio que conduzirá a uma neutralidade carbónica em 2050. Com o consumidor como agente informado e ativo no mercado, e com instrumentos de proteção dos consumidores mais vulneráveis, dar-se-á resposta a outra das prioridades estratégicas para 2030 que passa pelo combate à pobreza energética e à vulnerabilidade dos consumidores.

A visão de um sistema elétrico fortemente descarbonizado, descentralizado e digitalizado, com enfoque no consumidor/produtor de energia enquanto participante ativo no sistema e que assegure níveis adequados de qualidade de serviço e segurança de abastecimento, não será possível sem uma nova conceção e orientação estratégica que considere todas estas novas variáveis. Redes inteligentes, sistemas de apoio à gestão, contadores inteligentes, sistemas de armazenamento, produção local de energia, consumidores ativos, flexibilidade oferta/procura, veículo elétrico, entre outros, são as variáveis a ter em consideração na construção do modelo da rede do futuro. Para garantir uma verdadeira integração de todas as variáveis, e independentemente da configuração que venha a ser adotada, é importante formar uma visão estratégica da rede elétrica nacional, que concorra para o cumprimento dos objetivos e metas nacionais para o horizonte 2030.

Ainda ao nível das infraestruturas, as interligações energéticas são essenciais para o desenvolvimento do mercado interno da energia, garantindo o aprovisionamento de energia, melhorando o funcionamento dos sistemas energéticos, aumentando a concorrência e a estabilidade nos mercados da energia, promovendo a integração de mercados e contribuindo para o cumprimento das metas energéticas e climáticas a nível da UE.

A investigação e a inovação orientadas para novas tecnologias de produção e de armazenamento, terá um papel fundamental e transversal para dar resposta aos desafios da transição energética. O desenvolvimento de novas tecnologias e o aperfeiçoamento de tecnologias existentes de baixo carbono exige um esforço significado ao nível da inovação e da investigação que será alcançado através da adoção de uma agenda ambiciosa e alargada

que cubra todos os estádios do ciclo de desenvolvimento tecnológico até à sua comercialização. Para tal, muito contribuirão os quadros de apoio nacionais que serão orientados para a investigação e o desenvolvimento tecnológico de acordo com as prioridades do país, como seja o hidrogénio, o armazenamento, as redes inteligentes e os biocombustíveis avançados, entre outros relevantes.

Este novo modelo energético rumo à neutralidade carbónica configura uma oportunidade única para Portugal. Como tal, será desenvolvido com uma forte componente participativa da sociedade e, em particular, dos consumidores de energia e dos restantes participantes no sistema energético cujo contributo para formar uma visão estratégica para a próxima década é fundamental. No quadro de recuperação económica que o país tem vindo a alcançar nos últimos anos, o desafio da transição energética é visto como uma oportunidade que permitirá alavancar a economia nacional numa lógica de desenvolvimento sustentável assente num modelo democrático e justo, que promova o progresso civilizacional, o avanço tecnológico, a criação de emprego e a prosperidade, a criação de riqueza, a coesão territorial, preservando os recursos naturais. Neste sentido, o caminho para a descarbonização da economia é uma oportunidade para o crescimento económico.

1.1.3. Visão geral com os principais objetivos, políticas e medidas do plano

Em linha com a visão estratégica definida para as cinco dimensões da União da Energia e Ação Climática, a figura seguinte ilustra as metas e contributos nacionais definidos para o horizonte 2030 no âmbito do Plano Nacional integrado Energia Clima (PNEC).

Tabela 1 - Metas de Portugal para o horizonte 2030

Metas 2030	Contributo nacional para as metas da União
Redução de emissões de CO _{2e} (sem LULUCF) (Mt CO _{2e}), face a 2005	-17% ¹
Reforçar o peso das Energias Renováveis (% no consumo final bruto de energia)	47%
Aumentar a Eficiência Energética (% redução no consumo de energia primária ²)	35%
Interligações Elétricas	15%

O cumprimento das metas e objetivos de Portugal assenta numa visão estratégica para o horizonte 2030:

**PROMOVER A DESCARBONIZAÇÃO DA ECONOMIA VISANDO A NEUTRALIDADE CARBÓNICA EM 2050,
ENQUANTO OPORTUNIDADE PARA O PAÍS, ASSENTE NUM MODELO DEMOCRÁTICO E JUSTO DE
COESÃO TERRITORIAL QUE POTENCIE A GERAÇÃO DE RIQUEZA E USO EFICIENTE DE RECURSOS**

Por forma a consubstanciar a visão estratégica definida bem como as metas associadas, foram definidos oito objetivos para o horizonte 2030:

- 1. REDUZIR AS EMISSÕES DE GASES COM EFEITO DE ESTUFA**
- 2. DAR PRIORIDADE À EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**
- 3. REFORÇAR A APOSTA NAS ENERGIAS RENOVÁVEIS E REDUZIR A DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA DO PAÍS**
- 4. GARANTIR A SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO**

¹ Outros objetivos nacionais: -45% a -55%

² Com base em projeções do modelo PRIMES para a Comissão Europeia realizadas em 2007

5. PROMOVER A MOBILIDADE SUSTENTÁVEL**6. REDUZIR A INTENSIDADE CARBÓNICA NA AGRICULTURA E POTENCIAR O SEQUESTRO DE CARBONO****7. DESENVOLVER UMA INDÚSTRIA INOVADORA E COMPETITIVA****8. GARANTIR UMA TRANSIÇÃO JUSTA, DEMOCRÁTICA E COESA**

1.2. Panorama da atual situação política

1.2.1. Sistema energético nacional e da UE e contexto político do plano nacional

Em 2016, a Comissão Europeia apresentou o Pacote Legislativo “Energia Limpa para todos os Europeus” com o objetivo de promover a transição energética na década 2021-2030, tendo em vista o cumprimento do AP e, simultaneamente, o crescimento económico e a criação de emprego. Este pacote prevê que todos os EM elaborem e apresentem à Comissão Europeia um Plano Nacional Integrado de Energia e Clima (PNEC) para o horizonte 2030. Este Plano visa o estabelecimento, pelos EM, de metas e objetivos em matéria de emissões de gases com efeito de estufa, energias renováveis, eficiência energética, segurança energética, mercado interno e investigação, inovação e competitividade, bem como uma abordagem clara para o alcance dos mesmos. O PNEC será o principal instrumento de política energética e climática para a década 2021-2030.

Neste sentido, a União Europeia aprovou metas ambiciosas que visam alcançar, em 2030, (i) 32% de quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto, (ii) 32,5% de redução do consumo de energia, (iii) 40% de redução das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990, e (iv) 15% de interligações elétricas.

O PNEC, como instrumento de política nacional decisivo para a definição das linhas estratégicas para a próxima década rumo à neutralidade carbónica, estará necessariamente alinhado com as visões e narrativas definidas no RNC 2050.

Da mesma forma, tratando-se de um instrumento decisivo para a definição dos investimentos estratégicos para a próxima década na área da energia, o PNEC estará alinhado com o Plano Nacional de Investimentos 2030 (PNI).

Enquanto Portugal se prepara para cumprir o seu desafio para 2020, que passa por uma meta de 31,0% de incorporação de renováveis no consumo de energia (a 5ª meta mais exigente da UE-28), importa definir novas ambições para a década 2021-2030. Nesta matéria, Portugal tem fortes argumentos para continuar a construir uma estratégia rumo à neutralidade carbónica e a uma economia neutra em carbono, baseada em fontes de energia renovável, com foco na eficiência energética e no consumidor de energia. Prova disso é a ambição que se tem defendido, quer a nível nacional quer europeu, para as metas no horizonte 2030.

1.2.2. Políticas e medidas atuais em matéria de energia e clima relativas às cinco dimensões da União da Energia

Os principais instrumentos de política sectorial atuais que contribuem para as dimensões da União da Energia são identificados abaixo:

- Programa Nacional de Investimentos (PNI 2030), em elaboração;
- Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC2050), em elaboração;
- Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC 2020/203), e Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas (ENAA 2020), aprovados através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 56/2015, de 30 de julho que criou igualmente o Sistema Nacional de Políticas e Medidas posteriormente regulado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 45/2016, de 26 de agosto;

- Estratégia Nacional para o Ar (ENAR 2020), aprovada através da Resolução de Conselho de Ministros nº 46/2016, a 26 de agosto.
- Plano de Ação para a Economia Circular (PAEC), aprovado através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 190-A/2017;
- Programa Nacional da Política de Ordenamento do Território (PNPOT), revisão a aguardar publicação;
- Estratégia Nacional para as Cidades Sustentáveis 2020, aprovada através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 61/2015, de 11 de agosto;
- Plano Estratégico dos Resíduos Sólidos Urbanos (PERSU 2020+), revisão em consulta pública;
- Plano Nacional de Gestão de Resíduos 2014 -2020 (PNGR), aprovado através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 11-C/2015, de 16 de março;
- Plano Estratégico de Abastecimento de Água e Saneamento de Águas Residuais (PENSAAR 2020), aprovado através do Despacho n.º 4385/2015, 30 de abril;
- Programa de Desenvolvimento Rural para 2014 -2020 (PDR 2020), aprovado através da Decisão de Execução da Comissão C(2014) 9896, de 12 de dezembro de 2014;
- Estratégia para os Efluentes Agropecuários e Agroindustriais 2018-2025, em revisão;
- Código de Boas Práticas Agrícolas (CBPA), aprovado através do Despacho n.º 1230/2018, de 5 de fevereiro;
- Estratégia Nacional para as Florestas (ENF), atualização aprovada através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 6-B/2015, de 4 de fevereiro;
- Plano Estratégico Transportes e Infraestruturas (PETi3+) para 2014-2020, aprovado através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 61-A/2015, de 20 de agosto;
- Programa de Mobilidade Sustentável para a Administração Pública - ECO.mob 2015-2020, aprovado através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 54/2015, de 28 de julho;
- Estratégia Nacional para as Compras Públicas Ecológicas (ENCPE 2020), aprovada através da Resolução do Conselho de Ministros nº 38/2016, de 29 de julho;
- Estratégia Nacional de Educação Ambiental (ENEA 2020), para o período 2017 -2020, aprovada através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 100/2017, de 11 de julho;
- Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis 2013-2020 (PNAER), aprovado através da Resolução do Conselho de Ministros 20/2013, de 10 de abril;
- Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH);
- Plano Nacional para a Promoção de Biorrefinarias, aprovado através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 163/2017, de 31 de outubro;
- Estratégia Nacional para o Mar (ENM 2013 -2020), aprovada através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 12/2014, de 12 de fevereiro;
- Estratégia Industrial e Plano de Ação para as Energias Renováveis Oceânicas, aprovados através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 174/2017, de 24 de novembro;
- Plano Nacional de Ação para Eficiência Energética 2013 -2016 (PNAEE), aprovado através da Resolução do Conselho de Ministros 20/2013, de 10 de abril;
- Programa de Eficiência Energética na Administração Pública - ECO.AP, criado através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 2/2011, de 12 de janeiro;
- Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do sistema Electroprodutor Nacional (em avaliação) e Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do sistema de Gás Natural (em avaliação)³;

³ O RMSA-e e o RMSA-GN não são instrumentos de política, mas são instrumentos de apoio à decisão, analisando a evolução perspectivada do SEN e do sistema de GN, face às linhas de orientação política referentes à segurança do abastecimento constantes dos diversos instrumentos de política.

- Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027, em avaliação;
- Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural para o período 2018-2027, em avaliação;
- Estratégia de Investigação e Inovação para uma Especialização Inteligente EI&I, 2014-2020, aprovada a 23 de dezembro de 2014;
- Agendas relevantes para a I&D&I da FCT, em elaboração.

1.2.3. Questões-chave de relevância transnacional

Neste âmbito, destaca-se o acordo definido em 2006 entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha no âmbito da criação do **Mercado ibérico de Eletricidade (MIBEL)** com a definição de um objetivo de estabelecimento de interligações com uma capacidade comercial de 3000 MW, de forma a fomentar e reforçar a convergência de preços entre os dois mercados, bem como do reforço da segurança do abastecimento.

No contexto da cooperação regional para as **interligações transfronteiriças**, resultou da assinatura da Declaração de Madrid, em 2015 e mais recentemente a assinatura da Declaração de Lisboa, em julho de 2018 (no âmbito da Cimeira para as Interligações energéticas) o compromisso entre Portugal, Espanha, França e Comissão Europeia da construção das infraestruturas necessárias à operacionalização de um mercado interno da energia eficiente e descarbonizado, em particular as interligações transfronteiriças das redes de gás e eletricidade, nomeadamente nos Estados-membros que ainda não alcançaram um nível mínimo de integração no mercado interno da energia, como é o caso de Espanha e de Portugal.

Mais recentemente, em novembro de 2018, foi assinada a Declaração de Valladolid, entre Portugal e Espanha, na qual os dois Governos sublinharam a importância da segurança do abastecimento energético a nível europeu e a necessidade de fomentar as interligações transfronteiriças e inter-regionais para conseguir uma maior integração do mercado ibérico/Península Ibérica ao resto da Europa, coadjuvando assim a União da Energia e tirando partido dos mecanismos de financiamento europeu existentes. Com o objetivo de dar resposta ao desafio de incorporação de energias renováveis e ao desenvolvimento do MIBEL, ambos os Governos afirmam a importância do funcionamento da interligação interna e externa do MIBEL.

1.2.4. Estrutura administrativa para a implementação de políticas nacionais de energia e clima

Com a 4ª alteração à Lei Orgânica do XXI Governo Constitucional de Portugal (preconizada no Decreto-Lei n.º 90/2018, de 9 de novembro), houve uma reorganização dos serviços e demais entidades com responsabilidades na área do clima e da energia, sendo que as matérias associadas à área da energia transitaram para a tutela do Ministério do Ambiente, passando o mesmo a designar-se por Ministério do Ambiente e da Transição Energética. Neste novo contexto, a área de Governo do Ambiente e da Transição Energética tem por missão formular, conduzir, executar e avaliar as políticas de ambiente, ordenamento do território, cidades, habitação, transportes urbanos, suburbanos e rodoviários de passageiros, clima, conservação da natureza, e energia numa perspetiva de desenvolvimento sustentável e de coesão social e territorial.

Estas recentes alterações colocam mais perto estas matérias, energia e clima, sendo que o alinhamento da transição energética com os objetivos de descarbonização da economia Portuguesa é fundamental.

A integração de competências no domínio dos transportes é ainda uma inovação no que se refere às orgânicas anteriores, que se enquadra de igual forma na lógica da visão integrada da sustentabilidade, do papel que o setor dos transportes terá no futuro da descarbonização da nossa economia e ainda na perspetiva de coesão territorial e social. Esta tutela da área dos transportes é ainda partilhada com o Ministério da Administração Interna, Ministério do Planeamento e das Infraestruturas e Ministério do Mar, em razão das matérias

relacionadas com as respetivas áreas. A visão partilhada estende-se ainda nas matérias necessárias à área da conservação da natureza e das florestas, designadamente com o Ministro da Agricultura, Florestas e Desenvolvimento Rural.

Também a área da habitação é fundamental numa lógica de políticas integradas, tendo em conta a importância para o ambiente e emissões de GEE de temas como a reabilitação, a eficiência energética dos edifícios e a relação com outros usos e funcionalidades urbanas (mobilidade, turismo, comércio, entre outras).

A Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) é o órgão da Administração Pública Portuguesa que tem por missão contribuir para a conceção, promoção e avaliação das políticas relativas à energia e aos recursos geológicos, numa ótica do desenvolvimento sustentável e de garantia da segurança do abastecimento. Na missão da DGEG inclui-se, naturalmente, a necessidade de sensibilizar os cidadãos para a importância daquelas políticas, no quadro do desenvolvimento económico e social que se deseja para o país, informando-os sobre os instrumentos disponíveis para a execução das decisões políticas e divulgando os resultados do seu acompanhamento e execução.

A Agência Portuguesa do Ambiente, I.P. (APA), Instituto Público na tutela do Ministério, mantém como competência propor, desenvolver e acompanhar a execução das políticas de ambiente, nomeadamente no âmbito do combate às alterações climáticas, área esta que é tutelada diretamente pelo Sr. Ministro do Ambiente e da Transição Energética. Esta Agência é assim responsável por desenvolver e assegurar a aplicação das opções estratégicas, políticas e medidas conducentes a uma economia de baixo carbono, em particular em matéria de mitigação das emissões de gases com efeito de estufa e de adaptação aos impactes das alterações climáticas.

Neste contexto, importa ainda salientar a importância da existência do Sistema Nacional de Políticas e Medidas (SPeM), criado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 56/2015, de 30 de julho, e posteriormente regulado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 45/2016, de 26 de agosto, que visa dinamizar a avaliação do progresso na implementação das políticas e medidas de mitigação setoriais, potenciando o envolvimento e reforçando a responsabilização dos setores na integração da dimensão climática nas políticas setoriais. O SPeM inclui as disposições institucionais, jurídicas e processuais aplicáveis à avaliação das políticas e à elaboração das projeções de emissões de GEE em resposta ao estabelecido no Regulamento (UE) n.º 525/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de maio de 2013 (MMR). Desta forma, este Sistema assegura:

- a) A gestão do processo de identificação e conceção de políticas e medidas, ou grupos de políticas e medidas, destinadas a limitar ou reduzir as emissões de GEE e de outros poluentes atmosféricos por fontes, ou a intensificar as suas remoções por sumidouros, com vista ao cumprimento das obrigações nacionais;
- b) O acompanhamento, monitorização e reporte da execução das políticas e medidas e dos seus efeitos, assim como o reporte das projeções, em conformidade com os requisitos e as diretrizes europeias e internacionais, e assegura a sua articulação com o INERPA;
- c) A elaboração de projeções nacionais das emissões de GEE e de outros poluentes atmosféricos por fontes e das suas remoções por sumidouros, bem como dos efeitos esperados das políticas e medidas em execução e a implementar, em conformidade com os requisitos e as diretrizes europeias e internacionais, em articulação com o INERPA;
- d) A avaliação do cumprimento das obrigações nacionais, incluindo metas setoriais, no âmbito do pacote clima e energia da União Europeia e das políticas do ar nos horizontes 2020, 2025 e 2030, conforme estabelecidas nos documentos estratégicos nacionais das políticas de alterações climáticas e do ar.

Pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 56/2015, de 30 de julho, foi ainda criada a Comissão Interministerial do Ar e das Alterações Climáticas (CIAAC), estrutura no plano político para o acompanhamento da política climática e das políticas setoriais com impacte nos objetivos nacionais em matéria de ar e alterações climáticas, atendendo às sinergias existentes entre estes dois temas. Esta Comissão foi, entretanto, renomeada Comissão

Interministerial do Ar, das Alterações Climáticas e da Economia Circular (CA2), passando a ser também responsável pela promoção e a supervisão do Plano de Ação para a Economia Circular (PAEC). De acordo com o Despacho n.º 2873/2017, de 06 de abril, que aprova o Regulamento de Funcionamento da Comissão, a mesma possui como atribuições providenciar orientações de carácter político no âmbito das alterações climáticas e do ar; promover a articulação e integração das políticas de alterações climáticas nas políticas setoriais e acompanhar a implementação das medidas, programas e ações setoriais relevantes que vierem a ser adotados. As competências específicas da CA2 constam do referido Despacho, sendo de destacar o acompanhamento do cumprimento dos compromissos assumidos por Portugal a nível nacional, comunitário e a nível das Nações Unidas, a promoção e acompanhamento dos planos nacionais relevantes em matéria de alterações climáticas, a validação das opções de políticas e medidas propostas no âmbito da mitigação e acompanhamento e apoio à definição do posicionamento nacional nas negociações internacionais.

A CA2 é presidida pelo membro do Governo responsável pela área do ambiente e da transição energética e integra as áreas sectoriais da energia, do ordenamento do território, das finanças, da agricultura, do mar, da economia e inovação, dos transportes, da saúde, do turismo, da proteção civil, do desenvolvimento regional, da administração local, dos negócios estrangeiros e cooperação, da educação e da ciência e por representantes dos governos regionais dos Açores e da Madeira.

O PNEC é da responsabilidade do Ministério do Ambiente e da Transição Energética, e envolve as seguintes instituições:

- Direção-Geral de Energia e Geologia (acima descrita);
- Agência Portuguesa do Ambiente (acima descrita).

Igualmente relevantes para o processo de desenvolvimento do PNEC, em particular, no que se refere à área da energia, destacam-se as seguintes entidades:

- ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, responsável pela regulação dos setores do gás natural, da eletricidade e do gás de petróleo liquefeito, dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis, bem como da atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica, tem por missão proteger adequadamente os interesses dos consumidores, em particular os consumidores economicamente vulneráveis em relação a preços, qualidade de serviço, acesso à informação e segurança de abastecimento, promover a concorrência entre os agentes intervenientes nos mercados, nomeadamente no âmbito do mercado interno da energia;
- LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia – organismo de investigação, demonstração e desenvolvimento tecnológico cuja missão é promover a inovação tecnológica orientando a ciência e tecnologia para o desenvolvimento da economia contribuindo para o aumento da competitividade dos agentes económicos no quadro de um progresso sustentável da economia Portuguesa. No âmbito das atribuições decorrentes da estratégia e da política de desenvolvimento económico e social do governo português, o LNEG assume-se como a interface de integração de tecnologia e resultados de I&DT junto do tecido empresarial;
- ADENE – Agência para a Energia – a agência nacional de energia, associação de direito privado, sem fins lucrativos e de utilidade pública, que tem como missão o desenvolvimento de atividades de interesse público na área da energia, do uso eficiente da água e da eficiência energética na mobilidade.
- IMT - Instituto da Mobilidade e dos Transportes, tem por missão, entre outros, o exercício das funções de regulamentação técnica, de licenciamento, coordenação, fiscalização e planeamento no setor dos transportes terrestres, fluviais e respetivas infraestruturas e na vertente económica do setor dos portos comerciais e transportes marítimos.
- GPP - Gabinete de Planeamento, Políticas e Administração Geral, tem por missão apoiar a definição das linhas estratégicas, das prioridades e dos objetivos das políticas do "Ministério da Agricultura, Florestas e Desenvolvimento Rural" (MAFDR) e do "Ministério do Mar" (MMar) e coordenar, acompanhar e avaliar a sua aplicação, bem como assegurar a sua representação no âmbito comunitário e internacional

e prestar o apoio técnico e administrativo aos gabinetes dos membros do governo e aos demais órgãos e serviços integrados no MAFDR/MMar

1.3. Consultas e envolvimento de entidades nacionais e da União e respetivo resultado

1.3.1. Envolvimento do parlamento nacional

Nesta fase da elaboração da versão preliminar do PNEC, não foi envolvido o Parlamento. No decorrer do ano de 2019, serão encetadas diversas ações de envolvimento de instituições e *stakeholders*.

1.3.2. Envolvimento do poder local e regional

No decorrer da elaboração da versão *preliminar* do PNEC, foram consultadas as Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores. No decorrer do ano de 2019, serão encetadas diversas ações de envolvimento dos órgãos de poder local e regional, nomeadamente Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) e Associação Nacional de Freguesias (ANAFRE).

1.3.3. Consultas com partes interessadas, incluindo parceiros sociais, e envolvimento da sociedade civil e do público em geral

No âmbito do RNC2050 foram realizadas diversas consultas aos stakeholders mais relevantes dos setores (empresas privadas e administração pública) e da sociedade em geral, essencialmente com os seguintes objetivos:

- suporte à elaboração das narrativas e cenários socioeconómicos;
- definição de pressupostos e procuras;
- discussão de resultados preliminares.

No que se refere às narrativas e cenários socioeconómicos, descritos em pormenor na seção 4, os mesmos foram sendo validados e redefinidos através de um processo participativo e iterativo que contou com duas fases de consulta, uma primeira fase para construção das narrativas (sessão de trabalho de discussão com especialistas de diferentes instituições e áreas, realizada a 24 de novembro de 2017 em Lisboa seguida de troca de comentários/contributos escritos) e uma segunda fase de criação de cenários socioeconómicos e sua validação junto de especialistas de instituições, predominantemente da esfera pública, com responsabilidades na previsão económica e na prospetiva (a validação decorreu de 02 de março a 06 de abril de 2018, tendo sido consultadas a Agência Portuguesa do Ambiente, o Departamento de Estudos Económicos do Banco de Portugal; o Gabinete de Estratégia e Estudos do Ministério da Economia (GEE-MECON), o Gabinete de Planeamento, Estratégia, Avaliação e Relações Internacionais do Ministério das Finanças (GPEARI), o INE – Instituto Nacional de Estatística, a Secretaria-Geral do Ministério do Ambiente, entre outras personalidades individuais).

Para apoio na definição de pressupostos e procuras dos diferentes setores, foram efetuados sete *workshops* técnicos no âmbito de um processo de cocriação de uma visão partilhada, entre 27 de março e 17 de maio de 2018, nomeadamente sobre:

- Mobilidade (Oferta Passageiros; Procura Passageiros; Oferta Mercadorias; Procura Mercadorias);
- Fileira Florestal (Floresta; Fileiras Industriais; Procura);

- Agroalimentar (Oferta; Mkt/Distribuição; Procura);
- Construção (Materiais; Oferta; Procura);
- Resíduos e Águas Residuais (Produção; Destino/Tratamento; Tecnologia);
- Cidades (Edifícios; Mobilidade; Serviços; Estilos de vida);
- Energia (Recursos e Oferta; Redes e Armazenamento; Procura)

Estes *workshops* procuraram antever a configuração da cadeia de valor dos setores, num Portugal Neutro em Carbono, no horizonte 2050.

Um objetivo central dos mesmos foi perceber o papel da Economia Circular no futuro desses setores. Por esta razão, a sua seleção resultou da integração de dois critérios fundamentais: (i) nível de criticidade para o balanço líquido de emissões de GEE e (ii) “grau de exposição” à Economia Circular com materialidade nas emissões GEE e para o objetivo da neutralidade carbónica.

Os resultados obtidos traduzem a visão geral e as percepções captadas nas discussões. Estes resultados encontram-se reunidos num conjunto de sete Cadernos que informaram os trabalhos de modelação das emissões de GEE do RNC2050. Os referidos Cadernos, que se encontram disponíveis no Portal do RNC2050⁴, apresentando para cada setor, a sistematização dos principais traços do seu Retrato, em 2050, bem como as linhas de força, ou drivers de ação, que concorrem para a concretização desse retrato (p.e., no que concerne à política pública e regulamentação, mercados e I&D).

A análise integrada dos resultados dos *workshops* revelou uma convergência na vasta maioria dos conteúdos discutidos e nos elementos que permitem construir o retrato socioeconómico de um Portugal neutro em carbono em 2050. Estes resultados foram considerados no âmbito dos trabalhos setoriais de modelação das emissões de GEE, no horizonte 2050. Em termos específicos, permitiram, no contexto de cada setor de modelação [Energia e Indústria; Transportes e Mobilidade; Agricultura e Florestas e Resíduos e Águas Residuais]: (i) definir, corroborar ou afinar pressupostos no que se refere a variáveis de atividade fundamentais; (ii) construir variantes e/ou (iii) alicerçar a realização de análises de sensibilidade.

A par destes *workshops*, foram ainda promovidas sessões públicas de discussão de diversos temas relevantes para a descarbonização da sociedade Portuguesa até 2050, as quais foram realizadas de forma descentralizada pelo país:

- “Descarbonizar a Mobilidade”, 26 de fevereiro no Porto;
- “O papel da floresta para a descarbonização em Portugal”, 18 de maio em Pombal;
- “A transição energética em Portugal e a contribuição para a neutralidade carbónica”, 19 de junho em Lisboa.

Para discussão dos resultados preliminares das trajetórias de emissões de GEE foram adicionalmente realizados entre outubro e novembro de 2018, quatro *workshops* dirigidos a *stakeholders* dos setores Agricultura e Florestas, Energia, Transportes e entidades públicas envolvidas no Sistema Nacional de Políticas e Medidas, para além de reuniões bilaterais com *stakeholders* relevantes.

Esta primeira fase de consultas culminou com a apresentação pública dos primeiros resultados do Roteiro, a 4 de dezembro de 2018, onde foram ainda apresentadas as metas definidas para 2030 em termos de redução de emissões, energias renováveis e eficiência energética, e onde foi lançada a consulta pública do Roteiro que decorrerá até 28 de fevereiro de 2019.

⁴ https://descarbonizar2050.pt/uploads/RNC_Cadernos2050.pdf

No âmbito dos trabalhos do PNEC, para além das cerca de 70 reuniões técnicas envolvendo um conjunto alargado de peritos dos setores da energia e do clima, foram igualmente promovidas diversas sessões de envolvimento dos *stakeholders* (Figura 1), incluindo:

- Conferência “Energia Limpa para todos os Europeus”, realizada em 14 de setembro de 2017, que envolveu quatro sessões temáticas - Portugal Renovável; Eficiência Energética; Mercado Europeu de Eletricidade; O Consumidor e a Energia; cujo principal objetivo foi o da promoção de um debate construtivo envolvendo peritos, personalidades da academia e *stakeholders* do setor da energia.
- *Workshops* com Associações do setor da energia (14 entidades por sessão);
- Reuniões com representantes das Regiões Autónomas;
- Reuniões com concessionários de redes de transporte e distribuição.

Figura 1 – Atividades de envolvimento de *stakeholders* realizadas durante 2018 no contexto do PNEC

INTERAÇÕES COM ADENE	REUNIÕES DE ENVOLVIMENTO DE STAKEHOLDERS INSTITUCIONAIS	2 WORKSHOPS COM ASSOCIAÇÕES SETORIAIS E OUTRAS RELEVANTES	2 WORKSHOPS COM STAKEHOLDERS REGIONAIS	REUNIÕES COM AGENTES DO SETOR
				
▪ Dimensão Eficiência Energética	▪ Apresentação e discussão dos níveis de ambição para 2021-2030 com base no resultados do modelo energético ▪ Discussão de P&M no setor das Renováveis, Eficiência Energética, Mercado e Segurança do Abastecimento e I&I e Competitividade	▪ Apresentação do ponto de situação dos trabalhos ▪ Apresentação e discussão dos níveis de ambição 2021-2030 com base no resultados do modelo energético ▪ Apresentação e discussão das principais linhas de atuação 2021-2030	▪ Apresentação e discussão dos níveis de ambição para 2021-2030 com base no resultados do modelo energético ▪ Articulação de pressupostos e linhas de Política Energética nas Regiões Autónomas	▪ Apresentação e discussão dos níveis de ambição para 2021-2030 com base no resultados do modelo energético ▪ Articulação de pressupostos e linhas de Política Energética nas Regiões Autónomas

Este processo de envolvimento e auscultação alargado terá continuidade em 2019, culminando com um processo de consulta pública.

1.3.4. Consultas de outros Estados-Membros

Nesta fase da elaboração da versão preliminar do PNEC, não foram formalmente envolvidos outros Estados-Membros.

De referir, no entanto, que algumas das temáticas com maior relevância transfronteiriça abrangidas pelo presente Plano têm sido discutidas com os Estados-Membros mais relevantes, em especial Espanha e França, nos fóruns existentes tais como o Grupo de Alto Nível (HLG) em matéria de interligações no Sudoeste da Europa. A Cimeira Luso-Espanhola de Valladolid foi igualmente importante para a assunção de compromissos estratégicos em matérias relevantes para o PNEC, designadamente em matéria de interligações, MIBEL e estratégias para o cumprimento do Acordo de Paris. A 2ª Cimeiras das Interligações, entre Portugal, Espanha e França, é igualmente de destacar neste contexto.

1.3.5. Processo iterativo com a Comissão Europeia

Portugal tem participado ativamente desde 2015 no Grupo de Trabalho Técnico da Comissão Europeia sobre os Planos Nacionais integrados Energia-Clima (TWG NECP), mantendo uma comunicação aberta com a Comissão Europeia e os restantes Estados-Membros.

Através dos pontos de situação efetuados nas reuniões do referido Grupo, bem como através do preenchimento dos questionários trimestrais, Portugal tem mantido regularmente a Comissão Europeia a par dos trabalhos em curso para o desenvolvimento deste Plano Nacional.

Neste âmbito, Portugal tem ainda participado a nível técnico nos Grupos Especiais JRC-IDEES (*Joint Research Center Integrated Database on the European Energy System*) e POTEnCIA model (*Policy-Oriented Tool for Energy and Climate Change Impact Assessment*), contribuindo para a melhoria contínua da base de dados histórica e para o desenvolvimento dos pressupostos e afinação dos modelos de projeções desenvolvidos pelos referidos grupos.

1.4. Cooperação regional na preparação do plano

1.4.1. Aspetos sujeitos a planeamento conjunto ou coordenado com outros Estados

Nesta fase da elaboração da versão preliminar do PNEC, não houve lugar a planeamento conjunto ou coordenado com outros Estados.

1.4.2. Explicação sobre o modo como a cooperação regional é tida em conta no plano

Portugal tem promovido, no âmbito da sua política externa, diversas interações com os Estados-Membros vizinhos, em particular com Espanha, numa fase inicial do processo de desenvolvimento do PNEC, a fim de assegurar um nível adequado de envolvimento e acordo em áreas de cooperação.

Assim, algumas das temáticas com maior relevância transfronteiriça abrangidas pelo presente Plano têm sido discutidas com os Estados-Membros mais relevantes, em especial Espanha e França, nos fóruns existentes tais como o Grupo de Alto Nível (HLG) em matéria de interligações no Sudoeste da Europa.

A Cimeira Luso-Espanhola de Valladolid foi igualmente importante para a assunção de compromissos estratégicos em matérias relevantes para o PNEC, designadamente em matéria de interligações, MIBEL e estratégias para o cumprimento do Acordo de Paris. Nesta Cimeira, e com particular relevância para a cooperação regional, foi reiterada a importância do Grupo de Trabalho Ibérico sobre Energias Renováveis, como contributo para a promoção do trabalho conjunto entre ambas as partes no domínio da transição energética.

Também é de destacar neste contexto a 2ª Cimeira das Interligações, que resultou na assinatura Declaração de Lisboa por Portugal, França, Espanha e a Comissão Europeia, visando reforçar a cooperação regional no âmbito da União da Energia e integrar melhor a Península Ibérica no mercado interno da energia. Nesta Cimeira, os três países acordaram num conjunto de linhas de orientação comum em matéria de política energética e climática.

2. OBJETIVOS E METAS NACIONAIS

2.1. Dimensão Descarbonização

2.1.1. Objetivos relativos a emissões e remoções de GEE

i. A meta vinculativa nacional do Estado-Membro para as emissões de gases com efeito de estufa e limites vinculativos nacionais anuais por força do Regulamento (UE) 2018/842

No âmbito do Regulamento Partilha de Esforços foi estabelecida uma meta da União que estipula uma redução de 30 % das suas emissões de gases com efeito de estufa (GEE) até 2030, em comparação com os níveis de 2005, nos setores não abrangidos pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), por forma a contribuírem para a consecução dos compromissos assumidos no âmbito do AP. Nesse seguimento foram também estipulados os contributos nacionais para a referida meta da União. Cabendo a Portugal limitar as suas emissões de GEE até 2030, em pelo menos, 17 % relativamente às suas emissões de GEE no ano de 2005.

ii. Os compromissos do Estado-Membro nos termos do Regulamento (UE) 2018/841

No âmbito do Regulamento (UE) n.º 2018/841, do Parlamento Europeu e do Conselho, aprovado a 30 de maio de 2018 (Regulamento LULUCF), relativo à inclusão das emissões e das remoções de gases com efeito de estufa resultantes das atividades relacionadas com o uso do solo, com a alteração do uso do solo e com as florestas no quadro relativo ao clima e à energia para 2030, foram estabelecidos os compromissos dos EM para o setor de uso do solo, alteração do uso do solo e florestas (LULUCF) que contribuem para atingir os objetivos do AP e cumprir a meta da União de redução das emissões de gases com efeito de estufa para o período de 2021 a 2030.

Para o período compreendido entre 2021 e 2030, e não obstante as flexibilidades previstas no Regulamento LULUCF, os EM asseguram que as emissões não ultrapassem as remoções, calculadas como a soma do total das emissões e do total das remoções no seu território. Cada EM só pode compensar:

- a) Os sumidouros contabilizados como emissões relativamente ao seu nível de referência florestal; e
- b) O volume máximo de compensação previsto para esse Estado-Membro para o período de 2021 a 2030, que no caso de Portugal será de 6,2 milhões de toneladas de equivalente CO₂.

Importa salientar que Portugal proporá à Comissão Europeia, até 31 de dezembro de 2018, o seu nível de referência florestal para o período de 2021 a 2025.

iii. Se aplicável, outros objetivos e metas nacionais coerentes com o Acordo de Paris e as estratégias de longo prazo existentes. Se aplicável, para o contributo para o compromisso global da União de reduzir as emissões de GEE, outros objetivos e metas, incluindo metas setoriais e objetivos de adaptação, se disponíveis

No Programa Nacional para as Alterações Climáticas 2020/2030 (PNAC 2020/2030), aprovado em 2015, foram estipuladas metas de redução de emissões de GEE para 2020 (-18% a -23% face a 2005) e para 2030 (-30% a -40% face a 2005), tendo sido estabelecidas igualmente metas setoriais nos 2 horizontes temporais.

Decorrente do compromisso de alcançar a neutralidade carbónica em 2050 Portugal estabeleceu, entretanto, metas nacionais para as suas emissões de GEE para o horizonte 2030:

Tabela 2 – Meta nacionais para as suas emissões de GEE para o horizonte 2030

	2030
Emissões GEE (sem LULUCF; face a 2005)	-45% a -55%

O AP prevê que as Partes deverão submeter, até 2020, estratégias de longo prazo para um desenvolvimento de baixo carbono. O RNC2050 informará a Estratégia nacional de longo prazo que Portugal deverá submeter à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (CQNUAC) até 2020. No âmbito dos trabalhos do RNC2050 foram ainda estabelecidos objetivos de redução de emissões para 2040 de -65% a -75% e para 2050 de -85% a -90% face aos níveis de 2005, compatíveis com a neutralidade carbónica em 2050.

Importa salientar que Portugal dispõe de uma Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas desde 2010, a qual foi revista em 2015 (ENAAC 2020), integrada no pacote da Política Climática Nacional adotado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 56/2015. A ENAAC 2020 assume como visão “Um país adaptado aos efeitos das alterações climáticas, através da contínua implementação de soluções baseadas no conhecimento técnico-científico e em boas práticas” e define um modelo de organização onde é promovida a articulação entre os diversos sectores e partes interessadas, tendo em vista a prossecução de prioridades de áreas temáticas transversais e dos três objetivos da estratégia:

- Melhorar o nível de conhecimento sobre as alterações climáticas;
- Implementar medidas de adaptação;
- Promover a integração da adaptação em políticas sectoriais.

Os trabalhos são desenvolvidos ao nível dos diferentes sectores prioritários (Agricultura; Biodiversidade; Economia; Energia e Segurança Energética; Florestas; Saúde Humana; Segurança de Pessoas e Bens; Transportes e Comunicações; Zonas Costeiras e Mar) e dos seus contributos para cada uma das áreas temáticas (Investigação e Inovação; Financiamento e Implementação; Cooperação Internacional; Comunicação e Divulgação; Ordenamento do Território; Recursos Hídricos), com vista aos objetivos da estratégia.

A fim de mobilizar financiamento e de definir prioridades de atuação com vista à implementação de medidas de adaptação, foi desenvolvido um Programa de Ação para a Adaptação às Alterações Climáticas (P-3AC), com o horizonte temporal 2020-2030, que esteve em consulta pública até 28 de novembro 2018 e que se espera seja adotado no início de 2019.

O programa identifica os principais impactes e vulnerabilidades nacionais às alterações climáticas, de acordo com os cenários disponíveis à escala territorial adequada, e propõe linhas de ação para fazer face a cada um dos impactes e vulnerabilidades. São ainda definidos indicadores de realização e resultado, integrando um quadro de monitorização e avaliação robusto com vista à eficácia das medidas adotadas.

2.1.2. Objetivos relativos a energia de fontes renováveis

i. Contributo para a meta vinculativa da União de, pelo menos 32% de energia renovável em 2030, em termos da quota de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 2030

O contributo de Portugal para a meta vinculativa da União de, pelo menos 32% de energia renovável em 2030, em termos da quota de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 2030, é apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 – Trajetória indicativa e contributo para a meta vinculativa da União de pelo menos 32 % de energia renovável em 2030

	2020	2022	2025	2027	2030
% de Renováveis ⁵	31%	33-34%	37-38%	40-41%	47%

ii. Trajetórias estimadas para a quota setorial de energia renovável no consumo final de energia entre 2021 e 2030 nos setores da eletricidade, do aquecimento e arrefecimento e dos transportes

As trajetórias estimadas estabelecidas para a energia de fontes renováveis em Portugal, para o horizonte 2030 são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Trajetórias estimadas para as Renováveis em Portugal para o horizonte 2030

		2020	2025	2030
Eletricidade	Consumo final bruto de energia (Mtep)	4,6	5,3	6,1
	% de Renováveis	68%	76%	80%
Aquecimento e Arrefecimento ⁶	Consumo final bruto de energia (Mtep)	5,2	4,9	4,6
	% de Renováveis	34%	36%	38%
Transportes	Consumo final bruto de energia (Mtep)	5,4	5,0	4,6
	% de renováveis - real	8%	13%	20%
Total	Consumo final bruto de energia (Mtep) ⁷	17,1	17,0	16,8
	% de Renováveis ⁸	31%	37 - 38%	47%

iii. Trajetórias estimadas por tecnologia de energia renovável que o Estado-Membro prevê utilizar de modo a cumprir as trajetórias gerais e setoriais para a energia renovável entre 2021 e 2030⁹

Ao nível do setor da Eletricidade, apresenta-se a desagregação na Tabela 5.

Tabela 5 - Contributo total efetivo (capacidade instalada) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor da Eletricidade (GW) para o horizonte 2030 [Fonte: DGEG]

	2015	2020	2025		2030	
Hidroelétrica	6,0	7,0	8,2		9,0	9,0
Eólica	5,0	5,4	6,6	7,8	8,8	9,2
Solar	0,4	1,9	5,5	6,6	8,1	9,9
Outras Renováveis ^[1]	0,3	0,5	0,5	0,5	0,7	0,6
TOTAL ^[2]	11,7	14,7	20,8	23,2	26,6	28,6

[1] Inclui Biomassa, Biogás, Resíduos (50% da produção por via dos resíduos não é renovável), Geotermia e Ondas

[2] Não inclui cogeração

⁵ Não se consideram multiplicadores neste caso.

⁶ Inclui energia consumida em processos

⁷ Está considerado o limiar máximo de 6,18% do consumo final nacional para a aviação internacional.

⁸ Não se consideram multiplicadores neste caso.

⁹ Incluindo o consumo final bruto de energia total esperado, por tecnologia e setor em Mtep, e a capacidade instalada total planeada (dividida por nova capacidade e repotenciação) por tecnologia e setor, em MW

Ao nível do setor do Aquecimento e Arrefecimento, apresenta-se a desagregação na Tabela 6.

Tabela 6 - Contributo total efetivo (consumo de energia final) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor do Aquecimento e Arrefecimento (ktep) para o horizonte 2030 [Fonte: DGEG]

	2020	2025	2030
Solar Térmico	88	86	83
Biomassa	952	956	937
Biometano	0	20	80
Bombas de calor	175	200	215
Calor de cogeração ¹⁰	715	670	626
Hidrogénio ¹¹	0	4	11
TOTAL	1 930	1 936	1 952

Ao nível do setor dos Transportes apresenta-se a desagregação na Tabela 7.

Tabela 7 - Contributo total efetivo (consumo de energia final) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor dos Transportes (ktep) para o horizonte 2030 [Fonte: DGEG]

	2020	2025	2030
Biocombustíveis	377	334	277
Hidrogénio	0	9	65
Eletricidade renovável	45	198	530
TOTAL	422	523	872

iv. Trajetórias estimadas da procura de bioenergia, desagregada entre calor, eletricidade e transporte, e do fornecimento de biomassa, em função da matéria-prima e da origem (distinguindo entre produção doméstica e importações). Avaliação da fonte e do impacto da biomassa florestal no sumidouro do LULUCF

A produção de bioenergia apresenta-se desagregada na Tabela 8.

Tabela 8 - Trajetórias estimadas da produção de bioenergia, desagregada entre calor, eletricidade e transporte (ktep) para o horizonte 2030 [Fonte: DGEG]

	2020	2025	2030
Eletricidade	980	1 280	1 990
Aquecimento e Arrefecimento	1 780	1 760	1 730
Transportes	380	330	280
TOTAL	3 140	3 370	4 000

A avaliação da fonte e do impacto da biomassa florestal no sumidouro do LULUCF será incluída em fase posterior de desenvolvimento do PNEC.

v. Se aplicável, outras trajetórias e objetivos nacionais, incluindo trajetórias a longo prazo ou setoriais¹²

Não aplicável.

¹⁰ De origem renovável

¹¹ De origem renovável

¹² Por exemplo, a quota da energia renovável nas redes urbanas de aquecimento, a utilização da energia renovável em edifícios, a energia renovável produzida pelas cidades, pelas comunidades de energia renovável e pelos autoconsumidores de energia renovável, a energia recuperada das lamas obtidas no tratamento de águas residuais

2.2. Dimensão Eficiência Energética

i.1 Contributo indicativo nacional em matéria de eficiência energética para o cumprimento da meta de 32,5 % de eficiência energética da União em 2030¹³

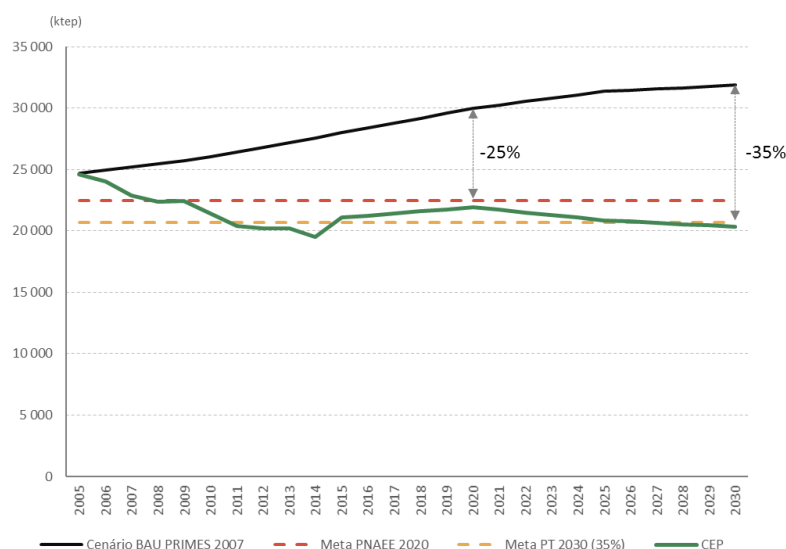
O contributo em termos de nível absoluto de consumo de energia primária e de consumo de energia final em 2020 e em 2030, é o apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 - Contributo indicativo nacional em matéria de eficiência energética para o cumprimento da meta de 32,5% de eficiência energética da União em 2030 (Mtep)

	Unid.	2020	2030
Consumo de Energia Primária¹⁴	Mtep	21,8	20,2
Consumo de Energia Final	Mtep	17,5	17,7

A estimativa de consumo de Energia Primária no horizonte 2030 permite perspetivar uma meta de redução do consumo de energia de 35% (face às projeções do modelo PRIMES de 2007), como ilustra a Figura 2.

Figura 2 - Trajetória indicativa para o contributo indicativo nacional em matéria de eficiência energética para o cumprimento da meta de 32,5% de eficiência energética da União em 2030 de 2021 em diante (consumo de energia primária, em Mtep)



A metodologia e fatores de conversão utilizados para conversão entre energia primária e final serão explicitados em fase posterior.

i.2. Quantidade acumulada de economias de energia a atingir no período 2021-2030¹⁵

A Tabela 10 ilustra as economias acumulada de energia a atingir no período 2021-2030 por força do artigo 7.º da Diretiva da Eficiência Energética.

¹³ Meta a que se refere o artigo 1.º, n.º 1, e o artigo 3.º, n.º 4, da Diretiva 2012/27/UE [versão alterada em conformidade com a proposta COM(2016) 761], com base no consumo de energia primária ou final, nas economias de energia primária ou final ou na intensidade energética

¹⁴ Não incluindo usos não energéticos

¹⁵ por força do artigo 7.º, sobre os deveres de economia de energia, da Diretiva 2012/27/UE [versão alterada em conformidade com a proposta COM(2016) 761]

Tabela 10 - Quantidade acumulada de economias de energia a atingir no período 2021-2030 por força do artigo 7.º, sobre os deveres de economia de energia, da Diretiva 2012/27/UE [versão alterada em conformidade com a proposta COM(2016) 761]

Ano	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Acumulado
2021	122 540										122 540
2022	122 540	122 540									245 079
2023	122 540	122 540	122 540								367 619
2024	122 540	122 540	122 540	122 540							490 159
2025	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540						612 698
2026	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540					735 238
2027	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540				857 778
2028	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540			980 317
2029	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540		1 102 857
2030	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	122 540	1 225 397
TOTAL											6 739 682

A repartição das poupanças nível setorial, para dar cumprimento ao objetivo estabelecido do artigo 7.º da Diretiva da Eficiência Energética, encontra-se em fase de consolidação e serão explicitados em fase posterior.

i.3 As metas indicativas da estratégia a longo prazo de renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, tanto públicos como privados¹⁶

Encontra-se em desenvolvimento a Estratégia a longo prazo de renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, tanto públicos como privados, nos termos da Diretiva 2018/844, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética. Neste contexto, as metas indicativas da estratégia, designadamente em termos de área renovada e de economias de energia, não foram ainda definidas.

i.4 Área total de construção a renovar ou economias de energia anuais equivalentes a atingir de 2020 a 2030 sobre o papel exemplar dos edifícios dos organismos públicos¹⁷

Encontra-se em desenvolvimento a Estratégia a longo prazo de renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, tanto públicos como privados, nos termos da Diretiva 2018/844, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética.

Neste contexto, a área total de construção a renovar ou economias de energia anuais equivalentes a atingir ainda não está disponível.

ii. As etapas indicativas para 2030, 2040 e 2050, os indicadores de progresso mensuráveis fixados a nível nacional, uma estimativa com base em dados comprovados das economias de energia esperadas e dos benefícios gerais, e os seus contributos para as metas de eficiência energética da União, previstos nos roteiros definidos nas estratégias de renovação a longo prazo do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais (privados e públicos)¹⁸

Como referido, encontra-se em desenvolvimento a Estratégia a longo prazo de renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, tanto públicos como privados, nos termos da Diretiva 2018/844, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE relativa ao

¹⁶ nos termos do artigo 2.º A da diretiva que revê a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios

¹⁷ por força do artigo 5.º da Diretiva 2012/27/UE

¹⁸ nos termos do artigo 2.º A da Diretiva 2010/31/UE

desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética. Neste contexto, os indicadores a criar para 2030, 2040 e 2050, irão traduzir o contributo das medidas identificadas na estratégia para atingir os objetivos de eficiência energética.

iii. Se aplicável, outros objetivos nacionais, incluindo metas ou estratégias a longo prazo e metas setoriais e objetivos nacionais em áreas como a eficiência energética no setor dos transportes e no que diz respeito ao aquecimento e arrefecimento

Nada a assinalar.

2.3. Dimensão Segurança Energética

i. Objetivos nacionais para o aumento da diversificação das fontes energéticas e fornecimento por países terceiros a fim de aumentar a resiliência dos sistemas energéticos regionais e nacionais

A diversificação de fontes de energia deve ser fomentada numa perspetiva de segurança de abastecimento e é um objetivo nacional. Não dispondo de produção de gás natural e petróleo, Portugal aposta e pretende continuar a apostar no desenvolvimento de recursos energéticos endógenos de origem renovável (secção 0 do presente documento), que na prática tem vindo a ser desenvolvida e incentivada, estando isso espelhado na redução gradual da dependência energética nos últimos 10-15 anos.

Embora não estejam definidos objetivos específicos para o fornecimento por países terceiros, no que se refere aos setores do gás e do petróleo, Portugal dispõe já de um portefólio diversificado de fornecedores e origens destes produtos (capítulo 4), que se deverá procurar manter ou desenvolver, dado que nos estudos/avaliações mais recentes é evidenciado um bom nível de segurança de abastecimento, fomentado por essa diversificação. O aumento, em anos recentes, das capacidades do armazenamento subterrâneo do Carriço e dos tanques do Terminal de GNL de Sines contribuiu igualmente para a diversificação das fontes de aprovisionamento de gás natural a Portugal.

No caso da energia elétrica, a diversificação de origens externas ao país é mais limitada devido a questões geográficas, pelo que a aposta é essencialmente na diversificação na produção interna (aposta na produção de origem renovável, explorando o potencial existente em Portugal). No entanto, é dada igualmente elevada importância às origens externas, com a aposta no reforço de interligações com Espanha e também na interligação com Marrocos, que permitirá um melhor balanceamento do SEN e consequentemente uma melhoria da segurança do abastecimento.

ii. Se aplicável, objetivos nacionais para a redução da dependência da importação de energia de países terceiros, a fim de aumentar a resiliência dos sistemas energéticos regionais e nacionais

Pretende-se que a dependência energética nacional se mantenha numa trajetória decrescente, pelo menos até 65% em 2030.

Para que a taxa de dependência do país da importação de energia se reduza ainda mais, considera-se de extrema importância o aproveitamento de recursos energéticos endógenos, que no caso de Portugal passará pelo desenvolvimento da energia de fonte renováveis, nos setores da produção de eletricidade, transportes e aquecimento/arrefecimento e igualmente diversificar esta mesma produção (conforme subtópico 2.1.2).

Portugal tem, atualmente, como únicos recursos energéticos endógenos as fontes de energia de origem renovável, pelo que, como objetivo geral, pretende-se potenciar e desenvolver a produção de energia de origem renovável e igualmente diversificar esta mesma produção (conforme subtópico 2.1.2).

Além das tecnologias de energias renováveis mais maduras, Portugal pretende apostar e desenvolver outras tecnologias, incluindo eólica off-shore, ondas oceânicas e geotermia, e assim diversificar o seu *mix* tecnológico, no que às energias renováveis diz respeito. Considera-se que nesta temática também terá um papel importante, no setor da eletricidade, a aposta no desenvolvimento das soluções de armazenamento, igualmente baseada nas energias renováveis (conforme subtópico iii).

iii. Objetivos nacionais para o aumento da flexibilidade do sistema energético nacional, em particular através da implantação de fontes de energia endógenas, a resposta da procura e o armazenamento de energia

▪ **Objetivos nacionais para o aumento do armazenamento**

No caso da energia elétrica o armazenamento é visto como uma ferramenta de flexibilização e estabilidade do sistema elétrico nacional, não existindo regras para o estabelecimento de reservas de segurança estratégicas.

Até 2030, prevê-se um aumento da capacidade de armazenamento, fundamentalmente, com base em hidroelétrica reversível com bombagem; numa fase mais avançada da década, num contributo inicial da tecnologia de baterias e hidrogénio, nomeadamente, por via de pilhas de combustível e da tecnologia *power-to-gas*, apoiada em I&D&I.

No que se refere a objetivos em termos do armazenamento energético no setor do gás natural e do petróleo e derivados de petróleo existem apenas regras nacionais, decorrentes de legislação comunitária, para a criação de reservas de segurança, numa perspetiva de resposta a situações de crise e emergência/disrupção do fornecimento destes produtos. A atual capacidade do armazenamento subterrâneo do Carriço permite o armazenamento da totalidade das reservas de segurança de gás natural previstas para os próximos anos.

▪ **Objetivos nacionais para o aumento da resposta à procura**

No que se refere à resposta à procura, e no caso do sector da eletricidade são ainda consideradas, na evolução da procura, as poupanças energéticas associadas às medidas de eficiência existentes e que se perspetivam e as necessidades de consumo tendo em conta as previsões de penetração dos veículos elétricos.

Em matéria de desenvolvimento do parque electroprodutor e em termos de objetivos e metas especificamente para fontes de energia de origem renovável, bem como metas e objetivos na área da eficiência energética, os mesmos podem ser consultados nos subcapítulos 2.1 e 2.2 do presente plano.

Tendo por base o que é monitorizado em matéria de segurança de abastecimento, que consta nos relatórios de monitorização de segurança de abastecimento, de periodicidade anual, para o setor da eletricidade e gás natural, pretende-se um correto balanceamento entre a procura e a oferta existente e perspetivada para um horizonte temporal até 2030. Na oferta que se perspetiva são tidos em consideração os processos em licenciamento de novas infraestruturas e as orientações em matéria de política energética (novas instalações e descomissionamento de instalações existentes).

2.4. Dimensão Mercado Interno da Energia

2.4.1. Interconectividade da eletricidade

Portugal preconiza o desenvolvimento das interligações no setor da eletricidade, para o qual se encontra definida a meta de 15% de interligação em 2030, que serve de base para o estabelecimento de políticas e medidas para o desenvolvimento de projetos nesta área.

Além dos objetivos associados a compromissos europeus, e numa perspetiva regional, aquando da criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) foi acordado entre os Governos de Portugal e Espanha, na Cimeira Ibérica de Badajoz em 2006, o objetivo de serem alcançados valores comerciais de capacidade de interligação na ordem dos 3 000 MW.

O Plano de Implementação da Declaração de Madrid, que se segue à assinatura da Declaração de Madrid a 4 de março de 2015 pelos Ministros de Portugal, Espanha, França e a Comissão Europeia, que estabeleceu a criação de um Grupo de Alto Nível para o Sudoeste Europeu em matéria de interligações (HLG), confere prioridade à meta de 10% de interligações elétricas em 2020, acordada no Conselho Europeu de outubro de 2014, mediante a realização de Projetos de Interesse Comum (PCI), em particular os que potenciam a ligação da Península Ibérica ao restante mercado interno de eletricidade. Neste contexto, são identificados como prioritários, na eletricidade, os seguintes projetos:

- Interligação Portugal-Espanha entre Beariz–Fontefría (ES), Fontefría (ES)–Ponte de Lima (PT) (anteriormente «Vila Fria / Viana do Castelo») e Ponte de Lima–Vila Nova de Famalicão (PT) (anteriormente «Vila do Conde»);
- Interligação subterrânea Espanha-França (Sta. Logaia-Baixas) (já em serviço);
- Projeto do Golfo da Biscaia (conexão entre o Golfo da Biscaia em Espanha e a zona da Aquitânia);
- Duas novas interligações através dos Pirenéus (País Basco-Cantegrit e Aragão-Marsillon).

Tabela 11 – Previsão dos valores mínimos¹⁹ indicativos da capacidade comercial de interligação [Fonte: REN]

	Portugal > Espanha (MW)	Espanha > Portugal (MW)	NOTA
2018	2 600	2 000	-
2022	3 000	3 000	Após concretização da futura linha de interligação a 400 kV Ponte de Lima (PT) – Fontefría (ES)
2027	3 200	3 600	Estimativa com base em análises efetuadas considerando as evoluções previstas no longo prazo ao nível da procura, da oferta, dos fluxos transfronteiriços e da própria estrutura física das redes, nos sistemas português e espanhol.
2030	3 200 – 3 500	3 600 – 4 200	Intervalo estimado com base em análises efetuadas no âmbito do TYNDP 2016 e reconfirmados no TYNDP 2018.
2040	3 500 – 4 000	4 200 – 4 700	Valor estimado com base em análises efetuadas nos cenários ‘Sustainable Transition’ e ‘Distributed Generation’ do TYNDP 2018, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação

Para esta evolução de capacidade comercial de interligação irão contribuir os seguintes projetos e ações:

- Em 2021-2022, com a entrada em serviço da linha de interligação a 400 kV entre o Minho (PT) e a Galiza (ES) (já mencionada acima, identificado no âmbito da Declaração de Madrid, sendo ainda projeto de Interesse Comum da Comissão Europeia), será possível ultrapassar as restrições de rede ainda existentes e alcançar, em ambos os sentidos, valores mínimos de capacidade comercial de interligação na ordem dos 3 000 MW;
- Até 2025, estima-se um ligeiro aumento na capacidade de interligação, em particular no sentido Espanha-Portugal, tendo em consideração as evoluções previstas ao nível da procura, da oferta, dos fluxos transfronteiriços e dos desenvolvimentos internos das redes, em ambos os sistemas, que no caso português prevê a entrada em serviço da nova linha de 400 kV Pedralva-Sobrado, a qual, para além de permitir evitar uma redução dos valores de capacidade de interligação, permitirá o escoamento de eletricidade de origem renovável, essencialmente hidroelétrica de novos centros produtores na região, proporcionará um aumento nos valores da capacidade, especialmente no sentido Espanha-Portugal;
- Para o horizonte 2030, foram já efetuados pelos operadores de rede de transporte de PT e ES (REN e REE) no âmbito do “Ten Year Development Plan 2016” (TYNDP) um conjunto de análises de muito longo prazo,

¹⁹ Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulação de cenários representativos da rede. Na prática, em situações de déficit de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema, ou indisponibilidade relevantes de elementos de rede ou elevada produção renovável em períodos de menor consumo, estes valores podem vir a ser inferiores

as quais conduziram a uma estimativa de valores de capacidade de interligação um pouco superiores aos previstos para 2023-2025, o que encontra justificação na evolução futura expectável da procura e em particular da oferta, e também nos desenvolvimentos internos de ambas as redes.

Numa perspetiva de mais longo prazo, 2040, as capacidades comerciais poderão situar-se em gamas entre 3 500 MW e 4 000 MW (sentido PT-ES) e 4 200 MW e 4 700 MW (sentido ES-PT), com base em análises efetuadas (com os cenários “*Sustainable Transition*” e “*Distributed Generation*”) no âmbito do TYNDP 2018 pela REN e REE, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede ou novas interligações necessárias para atingir estes valores de capacidade de interligação.

2.4.2. Infraestrutura de transporte da energia

i. Principais projetos de infraestruturas de transporte da eletricidade e de gás e, se for caso disso, projetos de modernização, necessários para o cumprimento de objetivos e metas nas cinco dimensões da Estratégia da União da Energia

Para dar resposta aos compromissos estabelecidos a nível europeu, tendo por base a política energética nacional, nomeadamente em termos de integração de mercado interno e segurança de abastecimento, e na procura de um sistema elétrico nacional e um sistema nacional de gás natural mais robustos, eficientes e interligados, Portugal procura desenvolver as respetivas redes de transporte e distribuição, contando à data com projetos que contribuem para esse objetivo e que são reconhecidos pela Comissão Europeia como tendo um papel relevante, nomeadamente para a integração no mercado interno da energia, segurança de abastecimento e ainda para a sustentabilidade económica.

▪ Projetos importantes de infraestruturas de transporte do gás (a implementar até 2030)

No Corredor prioritário “Interligações Norte-Sul de gás natural na Europa Ocidental (NSI West Gas)” estão previstos os seguintes projetos:

- 5.4.1 Interligação PT-ES (3.ª interligação) – 1.ª fase
- 5.4.2 Interligação PT-ES (3.ª interligação) – 2.ª fase

No caso do PIC associado ao setor do gás, o PIC 5.4.1 relativo ao gasoduto de Celorico – Vale de Frades, primeira fase da futura 3ª interligação entre Portugal e Espanha, este está diretamente dependente da concretização do PIC 5.5, em particular PIC 5.5.2 - Trânsito meridional nos Pirenéus Orientais («STEP», que corresponde à 1ª fase da futura interligação entre Espanha e França). De referir que os projetos de interligação referidos anteriormente (Portugal – Espanha e Espanha - França) estão também definidos no plano de Implementação da Declaração de Madrid.

▪ Projetos importantes de infraestruturas de transporte da eletricidade (a implementar até 2030)

De acordo com a 3ª lista de Projetos de Interesse Comum (PIC) identificados para Portugal, no horizonte temporal 2021-2030, preveem-se os seguintes projetos no Corredor prioritário “Interligações Norte-Sul de eletricidade na Europa Ocidental (NSI West Electricity)”:

- 2.16 Agregado de linhas internas
 - 2.16.1 Linha interna entre Pedralva e Sobrado (PT), anteriormente «Pedralva e Alfena (PT)»
 - 2.16.3 Linha interna entre Vieira do Minho, Ribeira de Pena e Feira (PT), anteriormente «Frades B, Ribeira de Pena e Feira (PT)»
- 2.17 Interligação Portugal–Espanha:

- Beariz–Fontefría (ES), Fontefría (ES)–Ponte de Lima (PT) (anteriormente «Vila Fria / Viana do Castelo») e Ponte de Lima–Vila Nova de Famalicão (PT) (anteriormente «Vila do Conde»); inclui subestações em Beariz (ES), Fontefría (ES) e Ponte de Lima (PT)

O estabelecimento de uma nova interligação entre as redes de transporte de energia elétrica de Portugal e Espanha na região do Minho permitirá alcançar um mínimo de 3 000 MW de capacidade de interligação para fins comerciais, em ambos os sentidos (ES > PT e PT > ES).

Por outro lado, a atual proposta de Plano de Desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica para o período 2018-2027, apresentada pelo Operador da Rede de Transporte em março de 2017, indica um conjunto de reforços de rede (entre outros, o eixo a 400 kV Falagueira-Fundão, a passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões e o eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo-Ourique-Tavira) que permitem criar capacidade de rede para a integração de novos centros electroprodutores, nomeadamente os que utilizam fontes de energia renováveis.

Para viabilizar a ligação das centrais das futuras barragens da cascata do Tâmega (Gouvães, Daivões e Alto Tâmega - com uma potência total de 1 158 MW e uma capacidade de bombagem de 880 MW) será concretizado o eixo a 400 kV ligando o atual posto de corte de Vieira do Minho e a futura subestação de Ribeira da Pena, e o seu prolongamento até à atual subestação da Feira.

ii. Se aplicável, projetos de infraestruturas (energéticas transeuropeias) principais previstos, além dos projetos de interesse comum (PIC)²⁰

Na persecução dos objetivos já identificados neste ponto do plano, para o horizonte 2021-2030, podem ainda ser considerados outros projetos de infraestruturas nos setores da eletricidade e do gás que se consideram igualmente relevantes:

- No setor da eletricidade destacam-se os projetos associados ao reforço de redes internas (transporte e distribuição) para integração e acomodação da produção de energia elétrica de origem renovável (para concretização do potencial nacional neste tipo de produção de energia elétrica). Destaca-se ainda o projeto de interligação entre Portugal e Marrocos, que se encontra em estudo, com uma previsão de capacidade instalada de 1 000 MW.
- Por outro lado, dependendo da efetiva evolução dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha, nomeadamente ao nível da geração renovável, assim como da decisão sobre uma possível interligação entre Portugal e Marrocos, será necessário vir a avaliar, para além de eventuais reforços de rede, a necessidade de novas interligações;
- No caso do setor do gás perspetivam-se projetos que poderão aumentar utilização de GNL e potenciar a capacidade de receção de gás natural liquefeito no Terminal de Sines, procurando reforçar o papel de Portugal como “porta de entrada” de gás natural no mercado interno/sistema gasista Europeu.

A Estratégia para o Aumento da Competitividade da Rede de Portos Comerciais do Continente - Horizonte 2026, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 175/2017, define uma visão estratégica, assente num conjunto de pilares fundamentais, nomeadamente na afirmação de Portugal enquanto hub de gás natural liquefeito (GNL) do Atlântico, com uma aposta clara na inovação nas atividades de green shipping, por forma a transformar o sistema portuário português numa «área de serviço» para abastecimento de navios a GNL e num hub reexportador de GNL.

Esta função poderá ser realizada através de soluções de terminais onshore convencionais (como o existente em Sines), onshore small-scale (pequena escala, como a que foi construída no Porto de Roterdão) ou bunkering

²⁰ De acordo com o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias e que revoga a Decisão n.º 1364/2006/CE e altera os Regulamentos (CE) n.º 713/2009, (CE) n.º 714/2009 e (CE) n.º 715/2009 (JO L 115 de 25.4.2013, p. 39)

offshore flutuante (em modo ship-to-ship, trasfega de GNL entre navios). Este conjunto de capacidades reforçará o papel de Portugal como hub reexportador de GNL, contribuidor ativo para um corredor energético seguro europeu, dinamizando a atividade económica relacionada com o trading de GNL, a construção naval e os serviços de engenharia relacionados com esta indústria.

2.4.3. Integração do mercado

i. **Objetivos nacionais relacionados com outros aspetos do mercado interno da energia, como a integração e a associação de mercados²¹, incluindo um calendário para o cumprimento dos objetivos**

Nada a assinalar nesta fase de desenvolvimento do PNEC.

ii. **Se aplicável, objetivos nacionais relacionados com a participação não discriminatória da energia renovável, da resposta da procura e do armazenamento, nomeadamente através da agregação, em todos os mercados da energia, incluindo um calendário para o cumprimento dos objetivos**

Nada a assinalar nesta fase de desenvolvimento do PNEC.

iii. **Se aplicável, objetivos nacionais com o fim de garantir que os consumidores participem no sistema energético e beneficiem da autoprodução e das novas tecnologias, incluindo os contadores inteligentes**

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovou em fevereiro de 2018 as regras para implementar, a partir de 1 de junho de 2018, dois projetos-piloto, incluindo a introdução de tarifas dinâmicas no acesso às redes em Portugal continental.

A participação nos projetos-piloto, destinada apenas aos consumidores industriais, é voluntária e abrangerá 100 consumidores, por projeto-piloto, durante 12 meses. Com base nos resultados dos projetos-piloto, a ERSE efetuará uma análise benefício-custo para avaliar o mérito para o sistema elétrico e o eventual estabelecimento de objetivos concretos relativamente à instalação de contadores inteligentes.

iv. **Objetivos nacionais para a garantia da adequação do sistema elétrico, bem como para a flexibilidade do sistema energético em relação à produção de energia de fontes renováveis, incluindo um calendário para o cumprimento dos objetivos**

▪ **Objetivos nacionais para a garantia da adequação do sistema elétrico**

Ao nível da garantia da adequação do sistema elétrico, na elaboração do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN (RMSA-E) são definidos indicadores de segurança de abastecimento. A segurança de abastecimento ao nível da produção de eletricidade está associada ao desempenho do sistema electroprodutor em duas vertentes: *adequacy* (avaliação estática da suficiência da capacidade instalada para cobrir a procura horária de eletricidade), e *security* (análise operacional com a avaliação da capacidade de resposta do sistema a perturbações do equilíbrio oferta-procura).

²¹ tais como o aumento da flexibilidade do sistema, em particular no que respeita à promoção da fixação de preços de eletricidade de forma concorrencial, em consonância com o direito setorial aplicável, a integração e a associação de mercados, destinadas a aumentar a capacidade comercializável das interligações existentes, as redes inteligentes, a agregação, a resposta da procura, o armazenamento, a produção distribuída, os mecanismos de despacho, redespacho e deslastre e os sinais de preços em tempo real

A avaliação das condições de segurança de abastecimento no horizonte do RMSA-E é efetuada através de indicadores probabilísticos resultantes da simulação das configurações do sistema electroprodutor com o modelo RESERVAS, que traduzem o seu desempenho nas duas vertentes acima referidas, sendo este modelo aplicado pelo operador da rede de transporte que colabora com a DGEG na elaboração do RMSA-E:

i) *Adequacy*

A avaliação da adequação da potência disponível para cobrir a procura horária de eletricidade é efetuada através do Índice de Cobertura probabilístico da Ponta (ICP), que corresponde ao menor dos doze ICP mensais de cada ano. Nesta análise considera-se a contribuição de uma capacidade correspondente a 10% da NTC (*Net Transfer Capacity*) prevista. Para verificação da adequação da capacidade do sistema para cobrir a ponta de consumos considera-se que o ICP com probabilidade de excedência entre 95% e 99% não deve ser inferior a 1,0.

ii) *Security*²²

As necessidades de reserva operacional são avaliadas pelos desvios no equilíbrio oferta-procura que ocorrem entre todos os períodos elementares. Essas necessidades são confrontadas com os meios de produção existentes em cada ano capazes de fornecer reserva operacional. A reserva operacional é constituída pela reserva secundária e pela reserva terciária até 1 hora.

Para aferir globalmente os níveis de segurança de abastecimento proporcionados pelas configurações do sistema electroprodutor nacional analisadas, utiliza-se o indicador LOLE (*Loss of Load Expectation*) calculado pelo modelo RESERVAS, que incorpora a expectativa de perda de carga associada à componente de *Adequacy* (ou LOLE estático) e a expectativa de perda de carga por insuficiência de reserva operacional – componente de *Security*. Na análise de garantia de abastecimento, de acordo com os estudos desenvolvidos pelo operador da rede de transporte, este indicador deve ser igual ou inferior a 5 (h/ano).

▪ **Objetivos nacionais para a flexibilidade do sistema energético**

Com a crescente integração de instalações de produção de energia renovável no SEN, torna-se premente a criação de mecanismos que possibilitem que o Gestor do Sistema tenha uma maior monitorização em tempo real desta produção e que esta seja dotada de mecanismos de flexibilidade desta produção.

Face ao exposto, até 2022, todas as instalações de produção com mais de 1 MW de potência instalada e que estejam já ligadas às redes de transporte e distribuição deverão implementar meios de comunicação para receber do Gestor do Sistema instruções para interrupção ou redução em tempo real da injeção de energia por eles produzida. Para este efeito, a instalação de produção deve estar apetrechada com os meios de comunicação, medição e controlo necessários e adequados, para que possa receber as instruções de interrupção ou redução do Gestor do Sistema, diretamente ou através do centro de despacho a que a instalação do produtor esteja associada.

O requisito anterior deverá ser implementado o mais rapidamente possível para as instalações de produção com mais de 1 MW que não se encontram ligadas às redes de transporte e distribuição.

A existência de capacidade de interligação entre os diversos sistemas Europeus leva a um aumento da flexibilidade do sistema, que está normalmente associada com a possibilidade de trocas de reservas através destas infraestruturas elétricas para fazer face aos desequilíbrios entre a procura e a oferta de eletricidade.

Uma parte dos novos aproveitamentos hidroelétricos dotados de capacidade de armazenamento e reversibilidade (funcionamento em modo de bombagem) que se prevê que entrem em serviço no horizonte até 2026 (Gouvães com reversibilidade, Daivões e Alto Tâmega) garantem um importante contributo para o

²² De notar que na vertente *Security* apenas se analisa as perturbações em regime estacionário do sistema (suficiência da reserva secundária e terciária), não se contemplando por isso a análise dinâmica do sistema (em regime transitório).

aumento da flexibilidade do sistema face à integração de produção renovável intermitente, uma vez que este tipo de tecnologia constitui um meio de reserva operacional de mobilização rápida (reserva a subir e a descer).

A adequação do sistema elétrico Português (avaliação a médio/longo prazo) ao nível da flexibilidade corresponde à avaliação da segurança de abastecimento na vertente Security referida no ponto anterior.

v. Se aplicável, objetivos nacionais para proteger os consumidores de energia e melhorar a competitividade do setor retalhista de energia

▪ **Objetivos nacionais para proteger os consumidores de energia**

Nesta fase de desenvolvimento do plano não existem objetivos ou metas específicos neste contexto, contudo, salienta-se o objetivo estratégico do PNEC (subcapítulo 1.1.3) de **garantir uma transição justa, democrática e coesa**, reforçando o papel do cidadão como agente ativo na descarbonização e na transição energética, **criando condições equitativas para todos**, combatendo a pobreza energética, criando instrumentos para a proteção dos cidadãos vulneráveis e promover o envolvimento ativo dos cidadãos e a valorização territorial.

2.4.4. Pobreza energética

i. Se aplicável, objetivos nacionais respeitantes à pobreza energética, incluindo um calendário para o cumprimento dos objetivos

Nesta fase de desenvolvimento do plano não existem objetivos ou metas específicos neste contexto, contudo, salienta-se o objetivo estratégico do PNEC (subcapítulo 1.1.3) de **garantir uma transição justa, democrática e coesa**, reforçando o papel do cidadão como agente ativo na descarbonização e na transição energética, criando condições equitativas para todos, **combatendo a pobreza energética, criando instrumentos para a proteção dos cidadãos vulneráveis e promover o envolvimento ativo dos cidadãos e a valorização territorial**.

De referir ainda que a quantificação de objetivos de redução da pobreza energética depende da concretização das seguintes medidas de curto prazo (a concretizar antes de 2021):

- Definição do conceito de “pobreza energética”;
- Recolha a informação que permita monitorar o número de famílias em pobreza energética. Este levantamento deve ajudar a identificar as famílias afetadas pela pobreza energética, a fim de fornecer apoio;
- Publicação dos parâmetros e critérios utilizados para identificar, medir e monitorar a pobreza energética;
- Avaliação do nível de pobreza energética em Portugal.

Após a concretização destas medidas de curto prazo, poderão ser definidas e dimensionadas as medidas de combate à pobreza energética, proporcionando benefícios que garantam o fornecimento de eletricidade aos clientes vulneráveis ou fornecendo apoios para melhorias da eficiência energética das habitações.

2.5. Dimensão Investigação, inovação e competitividade

i. Objetivos e metas de financiamento nacionais para a investigação e inovação no setor público e no setor privado

Nesta fase de desenvolvimento do plano não existem objetivos ou metas específicas neste contexto.

ii. Objetivos nacionais, incluindo metas a longo prazo, para a implementação de tecnologias de baixo carbono

As metas a que Portugal se propõe para 2030, em termos de energia e clima e numa trajetória para a neutralidade carbónica em 2050, implicam uma continuidade do crescimento do investimento em tecnologias de baixo carbono.

O Plano de Implementação da Estratégia Europeia para as Tecnologias Energéticas (SET-Plan) inclui as ações e objetivos setoriais, distribuídas por diferentes trajetórias tecnológicas:

- i. Energia Solar Fotovoltaica,
- ii. Concentração Solar Térmica (CSP),
- iii. Energia Eólica Offshore,
- iv. Energia Geotérmica de Profundidade,
- v. Energia Oceânica,
- vi. Consumidores/Cidades e Comunidades Inteligentes,
- vii. Sistemas Energéticos,
- viii. Eficiência Energética em Edifícios,
- ix. Eficiência Energética na Indústria,
- x. Baterias,
- xi. Combustíveis Renováveis para Transporte Sustentável/Bioenergia e Captura e Sequestro/Utilização do CO₂ (CC(U)S).

Portugal acompanhou o estabelecimento das metas setoriais e desenvolvimento dos respetivos planos de implementação, perspetivando-se que as medidas planeadas para o período 2021-2030 progressivamente contribuam para a concretização nacional dessas metas.

iii. Se aplicável, objetivos nacionais referentes à competitividade

A Estratégia nacional de I&I em matéria de Energia, deverá também integrar Programas de competitividade na Área de Energia, com vista ao aumento da qualidade e da competitividade da ID&I nacional e à aceleração da implementação de resultados de investigação e sua replicação.

Assim, os programas de Competitividade terão como objetivo: suporte à participação em I&D internacional de elevada qualidade; suporte ao estabelecimento de pilotos tecnológicos em Portugal; suporte à qualificação, capacitação e mobilidade; identificação de cadeias de valor; suporte a *startups* em áreas de energia; aceleração e replicação da implementação de resultados.

Os programas de competitividade deverão abranger as fases: desenvolvimento da tecnologia; registo de patentes; colocação no mercado; promoção da adoção da tecnologia; e monitorização e avaliação. Serão também desenvolvidos programas de inovação para apoio à disseminação de tecnologias, instalações de demonstração ou instalações piloto aplicáveis a tecnologias com maior maturidade tecnológica (TRL 8 ou 9).

3. POLÍTICAS E MEDIDAS PLANEADAS

3.1. Dimensão Descarbonização

3.1.1. Emissões e remoções de GEE (a desenvolver com contributo da APA)

i. Políticas e medidas para atingir a meta enunciada no Regulamento [ESR] conforme referido no subcapítulo 2.1.1 e políticas e medidas para cumprir o Regulamento [LULUCF], abrangendo todos os principais setores

Tal como mencionado no subcapítulo 1.1.3, um dos objetivos estratégicos do PNEC é o de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, no sentido de assegurar uma trajetória de redução de emissões nacionais de GEE e promover a integração dos objetivos de mitigação nas políticas setoriais (*mainstreaming*).

Os cenários analisados no âmbito dos trabalhos do RNC2050 confirmam a existência de potencial de redução de emissões de GEE em todos os setores da economia nacional. São ainda identificados a viabilidade e o grande potencial custo-eficaz das opções de eficiência energética e de penetração de energias renováveis, contribuindo para o cumprimento dos objetivos da política climática. A modelação efetuada permitiu inferir trajetórias custo-eficazes e um conjunto de orientações para as políticas setoriais, que contribuem para os objetivos de redução de emissões de GEE, de energias renováveis e de eficiência energética.

Conforme referido, no âmbito do PNAC de 2015 foram estabelecidos objetivos de redução de emissões a nível nacional e a nível setorial para 2020 e para 2030. Foi ainda criado o SPeM que se constitui como um espaço privilegiado para o debate e a conceção de medidas custo-eficazes a implementar pelos setores, assegurando representação de todos os setores relevantes. O SPeM visa igualmente dinamizar a avaliação de progresso na implementação das políticas e medidas de mitigação setoriais, potenciando o envolvimento e reforçando a responsabilização dos setores na integração da dimensão climática nas políticas setoriais.

O SPeM inclui assim as disposições institucionais, jurídicas e processuais aplicáveis para a identificação, conceção e avaliação das políticas bem como para a elaboração das projeções de emissões de GEE em resposta ao estabelecido no Regulamento (UE) n.º 525/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de maio de 2013 (MMR), relativo à criação de um mecanismo de monitorização e de comunicação de informação sobre emissões de GEE e de comunicação a nível nacional e da UE de outras informações relevantes no que se refere às alterações climáticas, tendo sido igualmente adotado pelo Regulamento da Governação da União da Energia e da Ação Climática. Face às sinergias existentes com as políticas e medidas para o ar, o SPeM suporta também a sua monitorização bem como as projeções nesse âmbito.

Os setores abrangidos pelo CELE são regulados a nível europeu pelo que as políticas e medidas identificadas focam-se principalmente nos setores não abrangidos pelo CELE, sujeitos aos limites atribuídos aos diferentes EM no âmbito da decisão de partilha de responsabilidades, sem prejuízo das interações e *trade-offs* existentes entre os setores, sendo responsabilidade dos Estados-Membros identificar e implementar políticas e medidas para cumprimento desses limites.

No âmbito do SPeM e no contexto do PNEC as políticas e medidas poderão ser organizadas segundo eixos setoriais e eixos transversais. Nos eixos setoriais são contempladas as iniciativas dos seguintes setores:

- a) Setor electroprodutor;
- b) Transportes e mobilidade;
- c) Edifícios de serviços e residenciais;
- d) Indústria;
- e) Resíduos e águas residuais;
- f) Agricultura;
- g) Uso do solo, alteração do uso do solo e florestas.

Nos eixos transversais são consideradas medidas que se enquadram nas seguintes áreas:

- i. Investigação, desenvolvimento e inovação (ID&I);
- ii. Conhecimento, Informação e Sensibilização.

No âmbito do SPeM para as medidas a implementar deverão ser identificadas metas operacionais, potenciais barreiras à sua implementação, atores relevantes para a condução das medidas, principais destinatários, instrumentos a ativar e instrumentos de financiamento nos casos aplicáveis.

O SPeM dá assim resposta às exigências no contexto da União Europeia e Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas.

A atual lista de políticas e medidas setoriais no âmbito do SPeM permite dar resposta aos objetivos de redução de emissões no horizonte 2020 e 2030 conforme estabelecidos no PNAC, sendo necessário rever a mesma à luz da nova ambição para 2030 estabelecida na sequência do compromisso de neutralidade carbónica em 2050 e dos novos objetivos, mais ambiciosos, para 2030 definidos em conformidade com os resultados dos trabalhos do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050.

Identificam-se de seguida em cada um dos eixos sectoriais os principais vetores de descarbonização identificados:

a) Setor electroprodutor

Ver subcapítulos 3.1.2, 3.2, 3.3 e 3.4

b) Transportes e mobilidade

O sector dos transportes terá alterações profundas nas próximas duas décadas, no sentido da sua descarbonização profunda.

Mesmo um grande aumento de procura de mobilidade em todos os modos, que não impedirá a rápida e intensa descarbonização do setor.

Os combustíveis fósseis tradicionais são progressivamente substituídos por eletricidade, biocombustíveis e H2 sendo a eletrificação preponderante na generalidade dos meios de transporte.

O aumento de procura de mobilidade de passageiros é assegurado quer com mais transporte público, quer com a generalização do transporte individual elétrico partilhado e/ou autónomo.

Nos pesados de passageiros verifica-se um grande potencial para a mobilidade elétrica e biocombustíveis.

Nos pesados de mercadorias a introdução de novos combustíveis (H2) ou outras tecnologias depende da implementação de infraestrutura de base podendo começar a surgir ainda na década 2021-2030 ainda que com reduzida expressão.

Com exceção da navegação, os combustíveis gasosos não têm expressão.

Aumento da expressão dos modos suaves na mobilidade de curta distância.

Grandes melhorias de eficiência em todos os setores de mobilidade traduzem-se em reduções da intensidade energética.

c) Edifícios de serviços e residenciais

Assume-se um pressuposto de aumento do conforto térmico nas habitações tanto no aquecimento como no arrefecimento.

Continuação da tendência de eletrificação do setor, sendo a eletricidade já hoje o principal vetor energético.

Gás natural e biomassa mantém-se como opção nas habitações pelo menos até 2020-2040.

Extensiva eletrificação dos serviços acompanhada por solar térmico para aquecimento de águas e predominância das bombas de calor para aquecimento de espaços.

d) Indústria

A eletrificação e o uso de biomassa contribuem para a descarbonização do setor.

A redução de emissões ocorre a um ritmo menor que noutros setores. O setor não depende apenas de soluções tecnológicas (maior eficiência na utilização de recursos, incluindo energia) mas também de alteração dos modelos de negócio atuais e da capacidade de inovação em processos, produtos e serviços de baixo carbono.

A digitalização da indústria (indústria 4.0) nos processos, produtos e gestão dos recursos contribui para a maior eficiência de processos e descarbonização do setor.

e) Resíduos e águas residuais

Setor evolui para uma redução significativa da produção de resíduos urbanos per capita.

Deposição em aterro de apenas 10% dos resíduos urbanos produzidos em 2035, decorrente das obrigações comunitárias, significa uma redução de -82% face aos valores atuais.

Recolha de bioresíduos e prioridade ao tratamento biológico, com produção de composto.

Setor das águas residuais com evolução pouco expressiva face ao ponto de partida já bastante favorável.

f) Agricultura

Evolução da PAC em moldes semelhantes aos atuais.

Na pecuária intensiva, em particular na produção de suínos, a exportação permite aumentos de efetivos. No entanto, observam-se alterações nos sistemas de tratamento de efluentes.

A expansão da agricultura biológica, de conservação e da agricultura de precisão permitirá reduzir emissões associadas aos efluentes animais e uso de fertilizantes e ao sequestro de carbono resultante dos aumentos do teor de matéria orgânica nos solos.

Práticas agrícolas mais eficientes no uso dos recursos e regenerativas impactam diretamente a retenção de carbono e o consumo de energia (e.g. associado à rega).

Redução do uso de fertilizantes sintéticos azotados.

g) Uso do solo, alteração do uso do solo e florestas

Forte redução das áreas médias ardidas.

Melhor gestão da floresta e menos perdas por incêndios permitem aumentos de produtividade florestal.

Conversão de pastagens pobres em pastagens biodiversas.

Aumento da florestação ativa, promoção de práticas silvícolas mais eficientes, e valorização dos serviços dos ecossistemas alavancam e sustentam um papel crescente para a bioeconomia, com impacto na retenção de carbono e no balanço líquido de emissões.

ii. Se aplicável, medidas de cooperação regional nesta área

Nesta fase de desenvolvimento do PNEC, nada há a assinalar.

iii. Se aplicável, e sem prejuízo da aplicabilidade das regras em matéria de auxílios de estado, medidas de financiamento neste domínio a nível nacional

Salienta-se também que está em discussão o PNI 2030 que é parte integrante do Portugal 2030 (PT 2030) e concretiza a parte da sua estratégia de investimentos estruturantes.

Neste contexto, o PNI 2030 será o instrumento de definição das prioridades de investimentos infraestruturais estratégicos de médio e longo prazo, nos setores da Mobilidade e Transportes, Ambiente e Energia.

Abrange as infraestruturas de nível nacional localizadas em Portugal Continental, estrutura-se por projetos ou programas com investimentos superiores a 75 M€ e tem um horizonte temporal de 10 anos.

Adicionalmente aos fundos comunitários importa destacar a relevância do Fundo Ambiental (FA) que constitui o instrumento primordial para o financiamento da política climática e para apoiar a transição para uma economia de baixo carbono, podendo constituir, sempre que se considere adequado, a contrapartida nacional dos projetos a submeter a financiamento comunitário.

O FA tem por finalidade apoiar políticas ambientais para a prossecução dos objetivos do desenvolvimento sustentável, contribuindo para o cumprimento dos objetivos e compromissos nacionais e internacionais, designadamente os relativos às alterações climáticas. Uma parte significativa do orçamento deste Fundo é proveniente das receitas de leilão de licenças de emissão do regime de Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) pelo que as mesmas devem ser utilizadas para promover um desenvolvimento assente numa economia competitiva e de baixo carbono e para o financiamento da política climática nacional no cumprimento dos compromissos nacionais, europeus e internacionais em matéria de alterações climáticas.

Nesta lógica, uma parcela do orçamento do FA é afeta ao financiamento das políticas nacionais de mitigação, incluindo medidas de eficiência energética e de promoção de energias renováveis, às das políticas nacionais de adaptação às alterações climáticas, de ações em países terceiros, em cumprimento, por parte de Portugal, de compromissos assumidos no âmbito da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, do seu Protocolo de Quioto e do Acordo de Paris, de projetos de investigação, desenvolvimento, inovação e demonstração para a redução de emissões de gases com efeito de estufa.

3.1.2. Energias renováveis

i. Políticas e medidas para atingir o contributo nacional para a meta vinculativa para 2030 ao nível da UE relativamente à energia de fontes renováveis

No quadro do reforço da aposta nas energias renováveis e da redução da dependência energética do país, preconizam-se as seguintes linhas de atuação para a promoção da produção de eletricidade e calor e/ou frio a partir de energias renováveis:

- Promover a descarbonização do sistema electroprodutor, incluindo o encerramento das centrais a carvão até 2030
- Acelerar a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia, com enfoque no solar
- Promover a utilização de sistemas renováveis no aquecimento e arrefecimento
- Incentivar o investimento na produção nacional de biocombustíveis avançados através da valorização dos resíduos e recursos endógenos
- Promover a eletrificação em todos os setores da economia
- Incentivar a aquisição e a utilização de sistemas de produção descentralizada e de produção de calor e frio a partir de fontes renováveis de energia

- Implementar mecanismos que promovam e agilizem o investimento, e revisão do modelo tarifário
- Criar o ambiente regulatório favorável à participação de novos atores no mercado, incluindo as comunidades locais de energia
- Otimizar, simplificar e rever o quadro legal e regulatório associado ao licenciamento
- Implementar instrumentos de partilha de custos associados a mecanismos de reforço de capacidade
- Fomentar o investimento na transição energética e introduzir mecanismos inovadores
- Incentivar I&D&I, nomeadamente no domínio do armazenamento, tecnologias de baixo carbono, hidrogénio e outros combustíveis 100% renováveis

No que se refere à promoção das fontes de energia renovável nos transportes, preconizam-se as seguintes linhas de atuação destinadas a promover a mobilidade sustentável:

- Estimular a transição energética do setor dos transportes, numa lógica de custo eficaz, assente na eletrificação, nos biocombustíveis avançados e no hidrogénio;
- Promover e apoiar a mobilidade elétrica;
- Reforçar a capacidade da infraestrutura de carregamento de veículos elétricos nos diversos níveis (edificado, serviços, via pública, postos de abastecimento, entre outros);
- Reforçar a infraestrutura de abastecimento de combustíveis alternativos nos portos nacionais e nas redes rodoviárias principais;
- Promover o transporte de mercadorias por via ferroviária e marítima;
- Incentivar I&D&I nos sistemas de transportes.

No âmbito do objetivo estratégico de promoção de uma indústria inovadora, competitiva, preconiza-se como linha de atuação a descarbonização da indústria, promovendo o uso de recursos renováveis, armazenamento de energia e da eletrificação.

No âmbito do objetivo estratégico de redução da intensidade carbónica do setor agrícola, preconiza-se como linha de atuação a promoção da produção e utilização de fontes de energia renovável no sector agrícola.

ii. Se aplicável (opcional), estimativa da produção excessiva de energia proveniente de fontes renováveis que poderia ser transferida para outros Estados-Membros

Nada a assinalar.

iii. Medidas específicas relativas ao apoio financeiro

Perspetiva-se o recurso aos instrumentos de apoio da UE, no âmbito do Quadro Financeiro Plurianual 2021-2027 a projetos enquadráveis nas várias vertentes aplicáveis ao sector energético e a utilização de fundos da UE, nomeadamente no quadro do Mecanismo Interligar a Europa (CEF - *Connecting Europe Facility*), dos Fundos Estruturais e do Fundo Europeu para Investimentos Estratégicos.

Salienta-se o Programa Nacional de Investimentos 2030 (PNI 2030) que é parte integrante do Portugal 2030 (PT 2030) e concretiza a parte da sua estratégia de investimentos estruturantes. Neste contexto, o PNI 2030 será o instrumento de definição das prioridades de investimentos infraestruturais estratégicos de médio e longo prazo, nos setores da Mobilidade e Transportes, Ambiente e Energia. Abrange as infraestruturas de nível nacional localizadas em Portugal Continental, estrutura-se por projetos ou programas com investimentos superiores a 75 M€ e tem um horizonte temporal de 10 anos.

Num contexto de cooperação regional em matéria de instrumentos de financiamento de energias renováveis, deve salientar-se as seguintes linhas de atuação resultantes da IIª Cimeira para as Interligações Energéticas, entre Portugal, França, Espanha, Comissão Europeia e BEI:

- trabalhar em conjunto, com o apoio técnico da Comissão Europeia, na aceleração da transição energética, equacionando leilões transfronteiriços para a produção de energia de fontes renováveis e do desenvolvimento de obrigações verdes para o financiamento de investimentos verdes;
- apoiar em conjunto a implementação de um preço carbónico mínimo;
- lançar um processo de consultas trilaterais para o estabelecimento de critérios comuns de concessão de certificados verdes, promovendo trocas a nível regional, beneficiando assim plenamente dos instrumentos europeus de financiamento disponíveis no âmbito do novo Quadro Financeiro Plurianual, e contribuindo para reforçar a ambição da Contribuição Nacional Determinada da UE (NDC) a apresentar em 2020.

iv. Medidas específicas para introduzir um ou mais pontos de contato, agilizar procedimentos administrativos, informação e formação, e facilitar a adoção de contratos de compra de energia

Está prevista a otimização dos prazos de licenciamento e operacionalização de um ponto de contacto único para o licenciamento de instalações que contribuam para a descarbonização, incluindo unidades de produção de energia a partir de FER e armazenamento.

v. Avaliação da necessidade de construção de novas infraestruturas de aquecimento e arrefecimento urbano (*district heating*) a partir de fontes de energia renováveis

Nesta fase de desenvolvimento do PNEC, nada há a assinalar.

3.1.3. Outros elementos

i. Se aplicável, políticas e medidas nacionais que afetem o sector CELE

Nesta fase de desenvolvimento do PNEC, nada há a assinalar.

ii. Se aplicável, políticas e medidas para alcançar outras metas nacionais

Nesta fase de desenvolvimento do PNEC, nada há a assinalar.

iii. Políticas e medidas para alcançar uma mobilidade com baixas emissões (incluindo a eletrificação do transporte)

Nesta fase de desenvolvimento do PNEC, nada há a assinalar.

iv. Se aplicável, políticas nacionais, cronogramas e medidas previstas para eliminar gradualmente os subsídios à energia, em particular para os combustíveis fósseis

Desde 1 de janeiro de 2018 que o carvão utilizado para a produção de eletricidade em Portugal é tributado com uma taxa correspondente a 10 % da taxa de imposto sobre produtos petrolíferos e energéticos (ISP) e com uma taxa correspondente a 10 % da taxa de adição sobre as emissões de CO₂ (vulgo taxa de carbono).

As percentagens das taxas supramencionadas vão agravar-se progressivamente até 2022. Porquanto a partir de janeiro de 2019 essa sobretaxa subirá para 25%, em 2020 aumenta para 50%, em 2021 chega a 75% e em 2022 o valor das taxas a serem cobradas atingem os 100%.

A receita obtida com estas taxas está consignada para a aplicação de medidas de apoio à descarbonização da sociedade.

3.2. Dimensão Eficiência Energética

No âmbito do objetivo estratégico de prioridade à eficiência energética (subcapítulo 1.1.3), preconizam-se as seguintes linhas de atuação:

- Rever o quadro legal relativo à gestão e eficiência do consumo de energia e reforçar os sistemas de monitorização;
- Assegurar a melhoria na eficiência do consumo de energia nos diversos setores da economia nacional;
- Promover a renovação energética do parque imobiliário e os edifícios NZEB;
- Promover o aumento da penetração de equipamentos e produtos mais eficientes através da renovação dos existentes;
- Promover a utilização racional de energia junto dos consumidores finais;
- Promover a renovação energética de edifícios e infraestruturas na Administração Pública;
- Promover a requalificação energética ao nível da Iluminação Pública;
- Capacitar o setor da energia de profissionais qualificados na área da eficiência energética;
- Simplificar os procedimentos e reorientar e reforçar os programas e fundos de financiamento;
- Incentivar I&D&I no domínio da eficiência energética.

Preconizam-se, ainda, as seguintes linhas de atuação (algumas já referidas no subcapítulo 3.1.2) no âmbito do objetivo estratégico de promover a mobilidade sustentável e a eficiência energética nos transportes:

- Promover e apoiar a mobilidade elétrica;
- Reforçar a capacidade da infraestrutura de carregamento de veículos elétricos nos diversos níveis (edificado, serviços, via pública, postos de abastecimento, entre outros);
- Promover os serviços de partilha de veículos, com enfoque na mobilidade elétrica;
- Promover as transferências modais através da melhoria da oferta do transporte público;
- Promover o transporte de mercadorias por via ferroviária e marítima;
- Promover a mobilidade suave e comportamentos mais eficientes;
- Incentivar I&D&I nos sistemas de transportes

Preconizam-se ainda as seguintes linhas de atuação no âmbito do objetivo estratégico de promoção de uma indústria inovadora e competitiva:

- Descarbonizar a indústria, promovendo o uso de recursos renováveis, armazenamento de energia e da eletrificação;
- Fomentar a ecoinovação de processos e produtos e promover a eficiência na utilização de recursos;
- Adotar processos de produção mais limpos, promovendo a eficiência energética e de materiais e identificando novas utilizações para subprodutos.

Preconizam-se ainda as seguintes linhas de atuação no âmbito do objetivo estratégico da redução da intensidade carbónica na agricultura, potenciando o sequestro de carbono:

- Promover práticas agrícolas mais eficientes no uso de recursos e regenerativas com impacto na retenção de carbono, no uso eficiente da água e no consumo de energia;
- Promover a gestão eficiente de efluentes de pecuária.

i. Regimes de obrigação de eficiência energética e medidas de política alternativas nos termos dos artigos 7.º-A e 7.º-B da Diretiva 2012/27/EU (revista)

Para dar resposta ao Regimes de obrigação de eficiência energética e medidas de política alternativas nos termos

dos artigos 7.º-A e 7.º-B da Diretiva 2012/27/EU (revista) serão implementadas medidas específicas no âmbito das linhas de atuação (referidas anteriormente):

- Rever o quadro legal relativo à gestão e eficiência do consumo de energia e reforçar os sistemas de monitorização;
- Assegurar a melhoria na eficiência do consumo de energia nos diversos setores da economia nacional;
- Promover a utilização racional de energia junto dos consumidores finais.

ii. Estratégia a longo prazo de renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, tanto públicos como privados²³

Encontra-se em desenvolvimento a Estratégia a longo prazo de renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, tanto públicos como privados, nos termos da Diretiva 2018/844, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética. Esta estratégia de longo prazo terá em particular consideração a linha de atuação (referida anteriormente):

- Promover a renovação energética do parque edificado e os edifícios NZEB.

iii. Descrição das políticas e medidas para promover os serviços energéticos no setor público e medidas para eliminar as barreiras regulamentares e não regulamentares que impedem a adoção de contratos de desempenho energético e outros modelos de serviços de eficiência energética

Serão implementadas medidas específicas para a promoção dos serviços energéticos no setor público e eliminação de barreiras regulamentares e não regulamentares aos contratos de desempenho energético no contexto da linha de atuação (anteriormente referida):

- Promover a renovação energética de edifícios e infraestruturas na Administração Pública;
- Promover a requalificação energética ao nível da Iluminação Pública.

iv. Outras políticas, medidas e programas para alcançar as contribuições nacionais indicativas de eficiência energética para 2030, bem como outros objetivos apresentados em 2.2.

Preconizam-se as seguintes linhas de atuação:

- Promover o aumento da penetração de equipamentos e produtos mais eficientes através da renovação dos existentes;
- Promover a utilização racional de energia junto dos consumidores finais;
- Capacitar o setor da energia de profissionais qualificados na área da eficiência energética.

v. Descrição das medidas para utilizar os potenciais de eficiência energética das infraestruturas de gás e eletricidade

Preconiza-se a seguinte linha de atuação

- Regulamentar as atividades no âmbito das infraestruturas da Iluminação Pública, promovendo a sua requalificação energética.

²³ Incluindo políticas, medidas e ações para estimular a renovação profunda custo-eficiente, e políticas e ações destinadas a atingir os segmentos do parque nacional de edifícios com pior desempenho, em conformidade com o artigo 2.º-A da Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios, alterada pela Diretiva 2018/844

vi. Se aplicável, cooperação regional no domínio da eficiência energética

Nesta fase de desenvolvimento do PNEC, nada há a assinalar.

vii. Medidas de financiamento, incluindo o apoio da UE e a utilização de fundos da UE, na área da eficiência energética a nível nacional

Perspetiva-se o recurso aos instrumentos de apoio da UE, no âmbito do Quadro Financeiro Plurianual 2021-2027 a projetos enquadráveis nas várias vertentes aplicáveis ao sector energético e a utilização de fundos da UE.

Salienta-se o Programa Nacional de Investimentos 2030 (PNI 2030) que é parte integrante do Portugal 2030 (PT 2030) e concretiza a parte da sua estratégia de investimentos estruturantes. Neste contexto, o PNI 2030 será o instrumento de definição das prioridades de investimentos infraestruturais estratégicos de médio e longo prazo, nos setores da Mobilidade e Transportes, Ambiente e Energia. Abrange as infraestruturas de nível nacional localizadas em Portugal Continental, estrutura-se por projetos ou programas com investimentos superiores a 75 M€ e tem um horizonte temporal de 10 anos.

Adicionalmente aos fundos comunitários, no contexto nacional, destacam-se os seguintes instrumentos atualmente existentes:

- Fundo de Eficiência Energética (FEE) financia programas e medidas previstas no PNAEE ou outros que, comprovadamente, contribuam para a eficiência energética.
- Fundo de Apoio à Inovação (FAI) tem como objetivos o apoio à inovação, ao desenvolvimento tecnológico e ao investimento nas áreas das energias renováveis e eficiência energética, em concretização das metas definidas no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) e na estratégia nacional de energia.
- Apoios no âmbito do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC), instrumento gerido pela ERSE/DGEG.
- Fundo Ambiental (FA), constitui o instrumento primordial para o financiamento da política climática e para apoiar a transição para uma economia de baixo carbono, podendo constituir, sempre que se considere adequado, a contrapartida nacional dos projetos a submeter a financiamento comunitário. O FA tem por finalidade apoiar políticas ambientais para a prossecução dos objetivos do desenvolvimento sustentável, contribuindo para o cumprimento dos objetivos e compromissos nacionais e internacionais, designadamente os relativos às alterações climáticas. Uma parte significativa do orçamento deste Fundo é proveniente das receitas de leilão de licenças de emissão do regime de Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) pelo que as mesmas devem ser utilizadas para promover um desenvolvimento assente numa economia competitiva e de baixo carbono e para o financiamento da política climática nacional no cumprimento dos compromissos nacionais, europeus e internacionais em matéria de alterações climáticas. Nesta lógica, uma parcela do orçamento do FA é afeta ao financiamento das políticas nacionais de mitigação, incluindo medidas de eficiência energética e de promoção de energias renováveis, às das políticas nacionais de adaptação às alterações climáticas, de ações em países terceiros, em cumprimento, por parte de Portugal, de compromissos assumidos no âmbito da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, do seu Protocolo de Quioto e do Acordo de Paris, de projetos de investigação, desenvolvimento, inovação e demonstração para a redução de emissões de gases com efeito de estufa.
- Existem ainda linhas de financiamento disponibilizadas por diversas entidades financeiras aplicáveis a projetos de eficiência energética. Este apoio financeiro é conferido a iniciativas que promovam a eficiência e a redução do consumo de eletricidade nas diferentes tipologias de consumidores.

3.3. Dimensão Segurança Energética

i. Políticas e medidas respeitantes à segurança energética

Contribuindo diretamente para garantir a segurança de abastecimento e reduzir a dependência energética do país, preconizam-se as seguintes linhas de atuação²⁴:

- Reforçar a diversificação de fontes endógenas de energia;
- Reforçar e otimizar a operação das redes de transporte e distribuição, tendo em conta os objetivos e previsíveis localizações de nova capacidade de produção renovável;
- Promover o adequado planeamento das redes Baixa Tensão;
- Promover sistemas de flexibilidade e gestão dinâmica do consumo para apoio à gestão do sistema elétrico;
- Promover os sistemas de armazenamento, designadamente através da criação do enquadramento legal;
- Promover a integração de sistemas energéticos e as interligações energéticas intersectoriais: Eletricidade/H₂ e Gás; Eletricidade/Calor e Eletricidade;
- Promover a digitalização do sistema energético por via da promoção e expansão das redes inteligentes, contadores inteligentes e outros instrumentos;
- Promover a integração no mercado interno de energia, com vista a uma harmonização e equilíbrio/equidade nos preços a nível regional e da UE;
- Promover a diversificação das fontes e rotas de aprovisionamento de recursos energéticos;
- Planear e fomentar a gestão integrada e conjunta da rede, numa lógica regional, transfronteiriça;
- Promover o desenvolvimento das interligações e reforçar a cooperação regional;
- Acelerar a participação da pequena produção renovável em mecanismos de mercado, promovendo a sua agregação;
- Incentivar I&D&I nos sistemas inteligentes de gestão de energia e novas infraestruturas.

Um segundo conjunto de linhas de atuação relevantes para a segurança energética inclui as que contribuem diretamente para os objetivos estratégicos ligados à diversificação de fontes de energia, reforço da capacidade de produção a partir de fontes endógenas e eficiência no uso de recursos energéticos:

- Reforçar a aposta nas energias renováveis na produção de eletricidade e calor-frio
- Promover a mobilidade sustentável
- Dar prioridade à Eficiência Energética.

Estas linhas de atuação são identificadas nos subcapítulos 3.1.2 e 3.2.

ii. Cooperação regional neste domínio

Neste contexto destacam-se as seguintes linhas de atuação enquadradas no objetivo estratégico de garantir a segurança de abastecimento:

- Promover a integração no mercado interno de energia, com vista a uma harmonização e equilíbrio/equidade nos preços a nível regional e da UE;
- Promover a diversificação das fontes e rotas de aprovisionamento de recursos energéticos;
- Planear e fomentar a gestão integrada e conjunta da rede, numa lógica regional, transfronteiriça;
- Promover o desenvolvimento das interligações e reforçar a cooperação regional.

²⁴ As linhas de atuação contribuem para o Objetivo Estratégico: “Garantir a segurança de abastecimento e reduzir a dependência energética do país”

iii. Medidas de financiamento neste domínio a nível nacional, incluindo o apoio da UE e a utilização de fundos da UE, se aplicáveis

Em conformidade com os resultados da IIª Cimeira para as Interligações energéticas, salienta-se a necessidade de priorização do financiamento das interligações no quadro do Mecanismo Interligar a Europa (CEF - *Connecting Europe Facility*), dos Fundos Estruturais e do Fundo Europeu para Investimentos Estratégicos, devendo a mesma manter-se no próximo Quadro Financeiro Plurianual, através do Mecanismo Interligar a Europa e do futuro Programa InvestEU, e contando, ainda, com a devida participação do BEI.

Importa ainda reforçar o papel central do BEI na mobilização dos recursos necessários à efetivação dos investimentos nos atuais, em alternativos ou novos projetos, garantindo o cumprimento sem mais atrasos das metas de interligação.

3.4. Dimensão Mercado interno da energia

Preconizam-se as seguintes linhas de atuação destinadas a garantir uma transição justa, democrática e coesa:

- Promover a informação aos consumidores domésticos e empresas contribuindo para uma melhor literacia energética;
- Simplificar a interação com o mercado através da tecnologia, criando mecanismos que facilitem a escolha dos consumidores;
- Combater a pobreza energética e aperfeiçoar os instrumentos de proteção a clientes vulneráveis
- Promover plataformas de diálogo estruturado com as populações locais;
- Promover o desenvolvimento urbano sustentável e alavancar a capacidade de intervenção a nível local
- Contribuir para a indução de padrões de produção e consumo mais sustentáveis;
- Fomentar a formação de criação de competências e de emprego qualificado em setores de baixo carbono;
- Promover a requalificação de trabalhadores de setores intensivos em carbono;
- Aprofundar o conhecimento em matéria de mitigação das alterações climáticas, divulgar boas práticas e dinamizar comportamentos de baixo carbono na sociedade;
- Promover a utilização sustentável e racional do território numa perspetiva de maior coesão e valorização territorial;
- Promover a inovação e desenvolvimento de tecnologias, práticas e produtos e serviços de baixo carbono em todos os setores de atividade;
- Reforçar a capacidade nacional de participação nos instrumentos Europeus de promoção de I&D&I.

3.4.1. Infraestrutura de eletricidade

i. Políticas e medidas para atingir o nível estipulado de interligação elétrica

Para o reforço da capacidade de interligação, de acordo com os objetivos enunciados no subcapítulo 3.3, contribuem as linhas de atuação (anteriormente referidas):

- Promover o desenvolvimento das interligações e reforçar a cooperação regional;
- Planear e fomentar a gestão integrada e conjunta da rede, numa lógica regional, transfronteiriça.

Estas linhas de atuação concorrem para o objetivo estratégico de garantir a segurança de abastecimento (abordado no subcapítulo 3.3 ii.).

ii. Cooperação regional neste domínio

No contexto da cooperação regional para as interligações elétricas resultou da IIª Cimeira para as Interligações energéticas resultaram os compromissos entre Portugal, Espanha e França de:

- prossecução de uma estreita coordenação com vista ao acompanhamento dos projetos de interligação, avaliando as correspondentes necessidades de financiamento e supervisionando o seu progresso a fim de definir um novo roteiro para a sua execução;
- construção das infraestruturas necessárias à operacionalização de um mercado interno da energia eficiente e descarbonizado, em particular as interligações transfronteiriças das redes de eletricidade, nomeadamente nos Estados-membros que ainda não alcançaram um nível mínimo de integração no mercado interno da energia, como é o caso de Espanha e de Portugal;
- cooperação Euro-Mediterrânica em matéria energética e trabalhar com parceiros da região no desenvolvimento de interligações, nomeadamente explorando o potencial de produção de energia a partir de fontes renováveis e de aumento da eficiência energética, em benefício mútuo das economias e dos povos da UE e dos seus vizinhos do sul e do leste do Mediterrâneo.

Da IIª Cimeira para as Interligações energéticas resultaram ainda as seguintes medidas planeadas:

- Concretizar os projetos de interligação, incluindo a interligação elétrica através do Golfo da Biscaia, Cantegrit-Navarra e Marsillon-Aragon, interligação de Portugal e Espanha, entre Vila Fria-Vila do Conde-Recarei (Portugal) e Beariz-Fontefría (Espanha);
- Acelerar os trabalhos de preparação e identificação de fontes de financiamento no quadro europeu para avaliar e implementar novos projetos de interligação elétrica entre França e Espanha;
- Identificar e realizar os reforços adicionais das redes existentes a fim de usar plenamente a capacidade de interligação elétrica.

Mais recentemente, em novembro de 2018, foi assinada a Declaração de Valladolid, entre Portugal e Espanha, na qual os dois Governos apoiaram vivamente a Declaração de Lisboa assinada a 27 de julho de 2018 e reiteraram os seus objetivos de trabalhar em prol de interligações que permitam alcançar um mercado interno europeu da energia totalmente operacional, seguro, competitivo e limpo.

Com o objetivo de dar resposta ao desafio de incorporação de energias renováveis e ao desenvolvimento do Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL), ambos os Governos afirmam a importância do funcionamento da interligação interna e externa do MIBEL.

iii. Medidas de financiamento neste domínio a nível nacional, incluindo o apoio da UE e a utilização de fundos da UE, se aplicáveis

Em conformidade com os resultados da IIª Cimeira para as Interligações energéticas, salienta-se a necessidade de priorização do financiamento das interligações no quadro do Mecanismo Interligar a Europa (CEF - *Connecting Europe Facility*), dos Fundos Estruturais e do Fundo Europeu para Investimentos Estratégicos, devendo a mesma manter-se no próximo Quadro Financeiro Plurianual, através do Mecanismo Interligar a Europa e do futuro Programa InvestEU, e contando, ainda, com a devida participação do BEI.

Importa ainda reforçar o papel central do BEI na mobilização dos recursos necessários à efetivação dos investimentos nos atuais, em alternativos ou novos projetos, garantindo o cumprimento sem mais atrasos das metas de interligação.

3.4.2. Infraestrutura de transporte da energia

i. Políticas e medidas para atingir os objetivos infraestruturais principais, incluindo, se aplicável, medidas específicas para permitir a concretização de projetos de interesse comum (PIC) e de outros projetos de infraestruturas importantes

No contexto da IIª Cimeira para as Interligações energéticas resultaram os compromissos entre Portugal, Espanha e França de revisão do Plano de Implementação, para executar os atuais PIC e para identificar, com a máxima celeridade, projetos novos ou alternativos necessários para colmatar o défice do nível de interligações entre a Península Ibérica e França, sem atrasar o cumprimento das metas de interligação.

ii. Cooperação regional nesta área

No contexto da cooperação regional para as interligações elétricas resultou da IIª Cimeira para as Interligações energéticas resultou o compromisso entre Portugal, Espanha e França da construção das infraestruturas necessárias à operacionalização de um mercado interno da energia eficiente e descarbonizado, em particular as interligações transfronteiriças das redes de gás e eletricidade, nomeadamente nos Estados-membros que ainda não alcançaram um nível mínimo de integração no mercado interno da energia, como é o caso de Espanha e de Portugal.

Em conformidade com os resultados da mesma cimeira, Portugal, Espanha e França acordaram em definir uma linha de orientação comum no sentido de promover uma utilização eficiente das redes.

3.4.3. Integração do mercado

i. Políticas e medidas relativas aos objetivos de integração do mercado (subcapítulo Erro! A origem da referência não foi encontrada.)

As linhas de atuação que enquadrarão as políticas e medidas relativas aos objetivos de integração do mercado encontram-se descritas nos subcapítulos 3.4 e 3.4.

Na Cimeira de Valladolid e na respetiva Declaração, Portugal e Espanha afirmaram a importância do funcionamento da interligação interna e externa do MIBEL para dar resposta ao desafio de incorporação de energias renováveis e ao desenvolvimento do Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL).

ii. Se aplicável, medidas de flexibilização do sistema energético em relação à produção de energia de fontes renováveis, incluindo o desenvolvimento do acoplamento dos mercados intradiários e dos mercados de compensação transnacionais

Nesta fase de desenvolvimento do PNEC, nada a assinalar.

iii. Se aplicável, medidas para garantir a participação não discriminatória de energia renovável, resposta à procura e armazenamento, inclusive via agregação, em todos os mercados de energia

O modelo de funcionamento para o mercado intradiário europeu, baseado num mercado contínuo intradiário, possibilitará a negociação de energia entre os agentes localizados nos vários países/zonas de preço com atribuição implícita da capacidade.

De forma a atingir este objetivo, vários operadores de mercado e operadores de sistema europeus estão a levar a cabo o projeto XBID (Cross-Border Intraday Market Project), que proporciona a infraestrutura básica contratual, de sistemas e procedimentos sobre a qual será implementada o referido mercado intradiário contínuo pan-

Europeu. Este mercado possibilitará a transação de energia elétrica até 60 minutos antes da sua entrega possibilitando, desta forma, a integração das energias renováveis.

Portugal estará integrado neste novo mecanismo desde a sua entrada em funcionamento (2018).

Com a publicação do Regulamento (UE) 2017/2195, de 23 de novembro de 2017, que estabelece as orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico, é necessário promover a coordenação dos mercados de serviços de sistema geridos pelos operadores de sistema europeus. Para concretizar a implementação das referidas normas, os operadores de sistema europeus estão a cooperar em conjunto para realizar a sua implementação:

- Mecanismos de Coordenação Automática de Desvios (Imbalance Netting) – processo que possibilita, durante a operação em tempo real, a compensação dos desvios em tempo real dos diversos sistemas elétricos europeus. Prevê-se que a integração de Portugal no referido mecanismo ocorra durante o ano de 2019;
- Processo de Reposição de Reservas (Replacement Reserves) – Tendo por base o modelo TSO-TSO, o seu principal objetivo é o de estabelecer e operar uma plataforma centralizada capaz de recolher todas as ofertas de Replacement Reserves (RR), a partir dos diversos mercados nacionais operados por cada TSO e de efetuar uma alocação otimizada das ofertas e capacidade de interligação com o intuito de satisfazer, até 30 minutos antes do tempo real, as diferenças entre o programado nos mercados diários e intradiários e as previsões de geração e consumo. Prevê-se que o início do seu funcionamento ocorra no final de 2019 e que Portugal esteja integrado neste novo mecanismo desde a sua entrada em funcionamento;
- Processo de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (manual Frequency Restoration Reserves) – Tendo por base o modelo TSO-TSO, o seu principal objetivo é o de estabelecer e operar uma plataforma centralizada capaz de recolher todas as ofertas de manual Frequency Replacement Reserves (mFRR), a partir dos diversos mercados nacionais operados por cada TSO e de efetuar uma alocação otimizada com o intuito de satisfazer, quer antes do tempo real, quer em tempo real, das suas necessidades. Prevê-se que Portugal cumpra os prazos estabelecidos no Regulamento (UE) 2017/2195, de 23 de novembro de 2017, isto é, que Portugal esteja integrado neste novo mecanismo em 2021;
- Processo de Reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação automática (automatic Frequency Restoration Reserves) – Tendo por base o modelo TSO-TSO, o seu principal objetivo é o de estabelecer e operar uma plataforma centralizada capaz de mobilizar de uma forma coordenada e economicamente eficiente as ofertas de energia de equilíbrio relativas a automatic Frequency Replacement Reserves (aFRR), a partir dos diversos mercados nacionais operados por cada TSO e de efetuar uma alocação otimizada da capacidade de interligação com o intuito de satisfazer em tempo real as necessidades de cada TSO. Prevê-se que Portugal cumpra os prazos estabelecidos no Regulamento (UE) 2017/2195, de 23 de novembro de 2017, isto é, que Portugal esteja integrado neste novo mecanismo em 2021.

Os benefícios espectáveis da implementação dos referidos processos são:

- Aumento da eficiência e concorrência dos mercados de serviços de sistema dos diversos sistemas;
- Maior coordenação dos diversos mercados de serviços de sistema e promover a possibilidade de intercâmbio de serviços de sistemas otimizando assim a segurança operacional dos sistemas envolvidos;
- Facilitar a integração de fontes de energia renováveis.

iv. Políticas e medidas para proteger os consumidores, especialmente vulneráveis e, quando aplicável, consumidores em situação de pobreza energética, e para melhorar a competitividade e

contestabilidade do mercado de retalho de energia

As linhas de atuação no âmbito da prioridade à eficiência energética (referidas no subcapítulo 3.2) e da garantia de uma transição justa, democrática e coesa (referidas no subcapítulo 3.4) contribuem direta ou indiretamente para proteger os consumidores, especialmente os vulneráveis, os consumidores em situação de pobreza energética e para melhorar a competitividade do mercado retalhista de energia.

v. Descrição de medidas para permitir e desenvolver a resposta à procura, incluindo as que favorecem uma tarifação dinâmica

Neste contexto, destaca-se a linha de atuação enquadrada no objetivo de garantir a segurança do abastecimento (referida no subcapítulo 3.3):

- Promover a digitalização do sistema energético, por via da promoção e expansão das redes inteligentes, contadores inteligentes e outros instrumentos.

3.4.4. Pobreza energética

Destacam-se, neste contexto, as linhas de atuação, no âmbito dos objetivos estratégicos de garantir uma transição justa, democrática e coesa e dar prioridade à eficiência energética:

- Combater a pobreza energética e aperfeiçoar os instrumentos de proteção a clientes vulneráveis numa abordagem integrada entre políticas sociais e/ou de eficiência energética das habitações
- Promover plataformas de diálogo estruturado e diferenciado com as populações locais sobre a implantação de energias renováveis nas suas regiões
- Criar um ambiente favorável à renovação profunda do parque edificado para melhorar o desempenho energético.

3.5. Dimensão Investigação, inovação e competitividade

i. Políticas e medidas relacionadas com os elementos estabelecidos no ponto 2.5.

Políticas e medidas relacionadas com os objetivos e metas de financiamento nacionais para a investigação e inovação nos setores público e privado

Não disponível nesta fase.

Se aplicável, objetivos nacionais para 2050 relacionados com a promoção de tecnologias de energia limpa e, se apropriado, objetivos nacionais, incluindo metas a longo prazo (2050), para a implantação de tecnologias hipocarbónicas, inclusive para a descarbonização dos setores industriais de utilização intensiva de energia e grande intensidade de carbono e, se aplicável, a infraestrutura correspondente relacionada com o transporte e armazenamento de carbono

A promoção da Investigação & Desenvolvimento e da Inovação é uma linha de atuação transversal aos vários objetivos estratégicos do PNEC, bem como às diferentes dimensões consideradas.

A estratégia Europeia em matéria de Investigação e Desenvolvimento e Inovação para a área da energia, incluindo o *European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan)*²⁵, o *Horizon Europe*²⁶ (atual proposta de programa que sucederá ao *Horizon 2020*) e o Plano de Investimento para a Europa: Plano Juncker²⁷, integram objetivos em matéria de ID&I na área da energia para o horizonte temporal 2020-2030. A participação e cooperação no âmbito do SET Plan tem-se demonstrado benéfica no sentido de conjugar esforços para objetivos comuns de penetração de novas tecnologias como se coloca desafios conjuntos a nível de ações disruptivas. Portugal tem participado a nível dos vários grupos de implementação e atividades, considerando importante a colaboração entre grupos especialistas no desenvolvimento de ações de coordenação e outras formas de colaboração para o desenvolvimento de projetos orientados, com o objetivo de se virem a cumprir metas ambiciosas no horizonte 2030.

O PNEC, assentando numa estratégia de descarbonização, reflete uma mudança de paradigma na produção, transmissão, armazenamento e uso final da energia, o que implica esforços adicionais a nível da Investigação, Inovação e Competitividade.

Na dimensão Investigação, Inovação e Competitividade o PNEC abordará os temas da priorização de financiamento e simplificação procedimental, quadro de incentivos a projetos de investigação e inovação, qualificação profissional, especialização de estruturas de ensino e investigação, empreendedorismo na área da economia de baixo carbono, custos, disseminação, monitorização e integração de informação sobre investigação e inovação na área da energia e clima.

Tendo em consideração os objetivos e metas traçados para as restantes dimensões do PNEC, preconiza-se a dinamização de programas nacionais de ID&I, que numa primeira abordagem deverão incluir pelo menos as seguintes temáticas:

- *Sistemas inteligentes de gestão de energia e novas infraestruturas*, visando a adequação das redes de transporte e distribuição de energia a cenários de muito elevada penetração de energias renováveis no mix energético, através de integração de sistemas inteligentes de gestão da rede e de sistemas de armazenamento dedicado, na rede e nos pontos de produção/consumo, em direção a um novo paradigma de produção de energia tendencialmente descentralizada e intermitente, mas ainda assim despachável;
- *Armazenamento de energia*, visando a adequação do sistema energético nacional a cenários de muito elevada penetração de energias renováveis e intermitentes no mix energético, através de integração de sistemas de armazenamento centralizado ou descentralizado, à frente do contador ou atrás do contador (behind-the-meter), tendo em vista a flexibilidade e segurança do sistema energético;
- *Tecnologias de baixo carbono*, visando promover tecnologias com baixas emissões de carbono que têm o maior potencial de inovação de acordo com estabelecido no SET Plan da União Europeia; neste contexto, são desde logo consideradas cinco tecnologias com grande potencial: energia eólica off-shore, a próxima geração de energia solar fotovoltaica (PV), energia oceânica, energia solar concentrada (CSP) e energia geotérmica profunda;
- *Eficiência energética*, visando o desenvolvimento e disseminação em mercado de tecnologias que contribuam para um aumento da eficiência energética, em particular, na Indústria e nos edifícios;
- *Hidrogénio como vetor energético*, visando promover o hidrogénio como elemento estabilizador, considerando a sua capacidade de armazenamento e transferência de energia, e a sua utilização na co-geração de eletricidade e calor, na introdução na rede de gás natural – diretamente ou após

²⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan#>

²⁶ https://ec.europa.eu/info/designing-next-research-and-innovation-framework-programme/what-shapes-next-framework-programme_en

²⁷ https://ec.europa.eu/commission/priorities/jobs-growth-and-investment/investment-plan-europe-juncker-plan_pt

conversão em metano –, a transformação em combustível líquido sintético ou a utilização na área da mobilidade em pilhas de combustível.

Políticas e medidas relacionadas com a concretização dos objetivos nacionais referentes à competitividade

Em paralelo, importa prever programas de competitividade na área da energia e clima, com vista ao aumento da qualidade e da competitividade da Investigação nacional e à aceleração da implementação de resultados de e sua replicação.

Os programas de competitividade deverão abranger as fases: desenvolvimento da tecnologia; registo de patentes; colocação no mercado; promoção da adoção da tecnologia; e monitorização e avaliação. Serão também desenvolvidos programas de inovação para apoio à disseminação de tecnologias, instalações de demonstração ou instalações-piloto aplicáveis a tecnologias com maior maturidade tecnológica (TRL 8 ou 9).

Os programas de Competitividade deverão incluir pelo menos as seguintes temáticas:

- *Suporte à participação em investigação e desenvolvimento internacional de elevada qualidade*, o Portugal 2020 prevê 4 Programas Operacionais Temáticos, sendo um deles a Competitividade e Internacionalização – COMPETE 2020 que tem como objetivo melhorar a competitividade e a internacionalização da economia portuguesa que irá apoiar a internacionalização da I&D nacional através da promoção da participação nacional em parcerias e consórcios de I&D internacionais em complementaridade com os fundos europeus de financiamento para I&D.
- *Suporte ao estabelecimento de pilotos tecnológicos em Portugal*, no setor da produção, armazenamento, consumo, transporte, distribuição e gestão da energia que contribuam para a prossecução das metas nacionais em termos de integração de energia proveniente de fontes renováveis e de descarbonização da economia, nomeadamente através da integração de tecnologias de baixo carbono. Aplicável a tecnologias com grau de maturidade suficiente para início da disseminação (TRL 8 ou 9) que necessitem de apoio para demonstração de aplicabilidade e respetivos benefícios, assim como para potenciar o incremento da escala de implementação. Preferencialmente, as tecnologias a apoiar terão uma forte ligação aos programas nacionais atrás apresentados;
- *Suporte à qualificação, capacitação e mobilidade*, o Programa Startup Portugal+ integra uma medida “Formação para Empreendedores” em que pretende promover cursos destinados a empreendedores e suas equipas, comparticipados a 90% através dos fundos do COMPETE. Esta medida permite aumentar a oferta formativa das incubadoras e responder às necessidades identificadas pelos empreendedores, capacitando-os para o desenvolvimento de negócio numa *startup*;
- *Suporte à criação de clusters industriais* em novas áreas de desenvolvimento tecnológico, incluindo o armazenamento, a digitalização e novos materiais sustentáveis e inovadores na construção, Programa de apoio à criação e consolidação de cadeias de valor nacionais das tecnologias apoiadas nos programas nacionais de Investigação e Inovação;
- *Suporte à promoção de modelos de negócio assentes em produtos e serviços de baixo carbono*, implementado através do realinhamento de programas de financiamento pré-existentes ou pela criação de novos programas;

As 15 medidas de apoio ao empreendedorismo do Startup Portugal²⁸ foram reforçadas com a apresentação do Programa *Startup Portugal+* em julho de 2018. Destaca-se de entre as medidas

²⁸ O apoio às startups é uma prioridade do Governo, tendo lançado em 2016 o Startup Portugal, uma Estratégia Nacional para o Empreendedorismo (<http://startupportugal.com/home-pt/>), com os objetivos de: Criar ecossistema de empreendedorismo à escala nacional; Atrair investidores nacionais e estrangeiros para investirem em startups; Cofinanciar startups, sobretudo na fase de ideia; Promover e acelerar o crescimento das startups nos mercados externos; Implementar as medidas do Governo de apoio ao empreendedorismo. As medidas de apoio ao empreendedorismo previstas na Estratégia Nacional para o Empreendedorismo - StartUp Portugal são implementadas por diversas entidades do ecossistema empreendedor, nomeadamente o IAPMEI, a Portugal Ventures, a IFD - Instituição Financeira de Desenvolvimento, a PME Investimentos, a AICEP, o Turismo de Portugal, as Universidades, os Ministérios da Economia, dos Negócios Estrangeiros, da

incluídas no Programa *Startup Portugal+* a medida “*Energy Challenge*” focada no desenvolvimento inicial de soluções tecnológicas inovadoras nas áreas das energias renováveis e eficiência energética (medição, gestão, tecnologias de redução de consumo, materiais) e da geração a partir de fontes renováveis. É disponibilizado apoio nas áreas de elaboração de planos de negócio, análise de risco, proteção de propriedade intelectual, desenvolvimento de protótipos laboratoriais ou atividades de certificação e marcação. Pensada a 4 anos, a estratégia *StartUP Portugal*, deverá a partir de 2020 ser sucedida por uma estratégia que assegure a continuidade do apoio às *startups* nacionais no período de implementação do PNEC, 2020-2030;

- *Suporte à implementação de resultados*, tendo como público-alvo organizações do Sistema Científico e Tecnológico Nacional (SCTN), empresas de base tecnológica e empresas fornecedoras de serviços energéticos, este programa de suporte à implementação de resultados de I&I nacional incluirá medidas nas seguintes áreas: Investigação fundamental e aplicada; Demonstração; Comercialização; Desenvolvimento do mercado.

Ao nível setorial, e visando o objetivo estratégico do PNEC (subcapítulo 1.1.3) de desenvolvimento de uma indústria inovadora e competitiva, importa promover linhas de atuação relevantes:

- Descarbonizar a indústria, promovendo o uso de recursos renováveis, armazenamento de energia e da eletrificação
- Fomentar a ecoinovação de processos e produtos e promover a eficiência na utilização de recursos
- Promover a digitalização da indústria (indústria 4.0) nos processos, produtos e gestão dos recursos
- Envolver o sistema científico e tecnológico em articulação com a indústria para promover a transição energética e a neutralidade carbónica
- Apoiar o desenvolvimento de *clusters* industriais em novas áreas de desenvolvimento tecnológico, incluindo o armazenamento, a digitalização e novos materiais sustentáveis e inovadores na construção
- Promover desenho de produtos e serviços projetados para vários ciclos de vida
- Adotar processos de produção mais limpos, promovendo a eficiência energética e de materiais e identificando novas utilizações para subprodutos
- Promover as simbioses industriais (urbanas, locais, regionais)
- Adoção de modelos de negócio assentes em produtos e serviços de baixo carbono
- Incentivar I&D&I no domínio da economia circular
- Reforçar a capacidade nacional de participação nos instrumentos Europeus de promoção de I&D&I.

ii. Se aplicável, cooperação com outros Estados-Membros neste domínio, incluindo informações sobre a forma como os objetivos e políticas do Plano SET são traduzidos num contexto nacional

Nesta fase de desenvolvimento do PNEC, nada há a assinalar.

iii. Medidas de financiamento neste domínio a nível nacional, incluindo o apoio da UE e a utilização de fundos da UE, se aplicáveis

No contexto europeu será relevante o envelope financeiro do programa *Horizon Europe 2021-2027*, bem como os instrumentos de apoio à Inovação:

- Conselho Europeu para a Inovação (*one stop shop* para projetos inovadores de elevado potencial);
- Fundo Europeu para a Inovação (ligado ao Sistema de Comércio de Emissões para apoio à indústria, promoção de renováveis).

Presidência e Modernização Administrativa e das Finanças e, no âmbito da participação portuguesa no Web Summit, a Câmara Municipal de Lisboa e o Turismo de Lisboa. A Rede Nacional de Incubadoras conta, em 2018, com 135 entidades certificadas que apoiam diretamente mais de 3000 startups.

Adicionalmente aos fundos comunitários, no contexto nacional, destacam-se os seguintes instrumentos:

- Fundo de Apoio à Inovação (FAI), que tem como objetivos o apoio à inovação, ao desenvolvimento tecnológico e ao investimento nas áreas das energias renováveis e eficiência energética, em concretização das metas nos instrumentos de planeamento do setor da energia.

4. SITUAÇÃO ATUAL DAS POLÍTICAS E MEDIDAS EXISTENTES E PROJEÇÕES

Para efeito dos trabalhos de projeção dos diferentes parâmetros reportados neste plano, i.e., emissões e remoções de GEE, energia renovável no consumo final bruto de energia, consumo de energia primária e final na economia e evolução do *mix* energético e principais tecnologias associadas, foram utilizados dois modelos distintos de simulação do sistema energético nacional, tendo sido promovida a coordenação e harmonização dos parâmetros de *input* a utilizar nos referidos modelos.

As opções tomadas com base neste tipo de modelo baseiam-se no custo, quer de tecnologias quer dos recursos energéticos, motivo pelo qual, as soluções encontradas traduzem as melhores opções em termos de custo-eficácia e, portanto, de competitividade. Em anexo encontra-se maior detalhe sobre o modelo TIMES_PT.

No que se refere à modelação de emissões associadas ao setor resíduos, agricultura (componente não energia), e às atividades de uso do solo, alterações do uso do solo e florestas (LULUCF) foram utilizados modelos próprios desenvolvidos para o efeito externos ao TIMES_PT.

Para a modelação do sistema energético foi usado o Modelo Janus com o software LEAP (Long Range Energy Alternatives Planning System) desenvolvido e fornecido pelo Instituto do Ambiente de Estocolmo).

O LEAP tem por base um *software* desenvolvido pelo *Stockholm Environment Institute* e é uma ferramenta de modelação integrada para análise de políticas energéticas e alterações climáticas que permite:

- criar diferentes sistemas energéticos e modelar a produção e o consumo de energia nos vários setores;
- avaliar o impacto de uma política individual, bem como as interações entre várias políticas e medidas;
- avaliar o impacto nas Emissões de Gases com Efeito de Estufa bem como custos e benefícios sociais;
- incluir metodologias de modelação mais específicas, tais como modelar *stock* de veículos no setor dos transportes, otimização do sistema electroprodutor, entre outros - neste contexto, foi desenvolvido um submodelo específico para o setor dos transportes que permitiu realizar projeções de atividade e do consumo de energia em cada modo de transporte, avaliar o impacto de transferências modais no transporte de passageiros ou mercadorias e do impacto de políticas de fomento de modos suaves ou redução de atividade (e.g. teletrabalho).

4.1. Evolução projetada dos principais fatores exógenos que influenciam a evolução do sistema energético e das emissões de GEE

i. Previsões macroeconómicas (PIB e crescimento populacional)

No âmbito da modelação do PNEC, os cenários macroeconómicos considerados nas projeções de evolução do sistema energético nacional, tiveram por base as mais recentes projeções macroeconómicas para Portugal a nível nacional e a nível Europeu (Comissão Europeia).

Como ponto de partida para o desenvolvimento de trajetórias de emissões, foram desenvolvidos cenários socioeconómicos coerentes, no quadro dos trabalhos de modelação do RNC2050, assentes em narrativas comuns de evolução de Portugal até 2050 e na evolução de parâmetros macroeconómicos e demográficos neste horizonte.

A tabela seguinte ilustra a evolução considerada, nos exercícios de modelação referidos, para a taxa de variação do PIB e da população em Portugal no período 2020-2030.

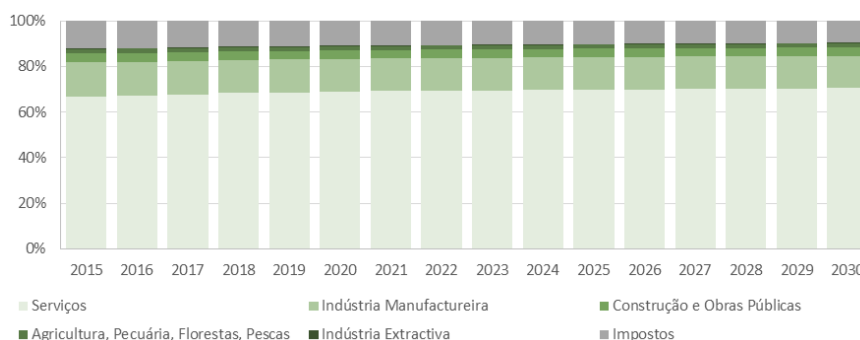
Tabela 12 – Evolução dos pressupostos macroeconómicos relativos a taxa de variação do PIB e população (Milhões de habitantes) em Portugal no período 2020-2030

Modelo energético nacional (JANUS)	2020	2025	2030
Taxa de variação do PIB	1,7%	1,3%	1,0%
População ²⁹	10,18	10,00	9,84

ii. Alterações setoriais suscetíveis de ter impacto no sistema energético e nas emissões de GEE

No que se refere ao cenário considerado no âmbito do modelo JANUS, em termos setoriais, o Valor Acrescentado Bruto (VAB) registou uma taxa de variação de 2,2% em 2017. Para o horizonte 2030, considera-se que a estrutura do VAB se manterá pouco inalterada, verificando-se um ligeiro aumento do ramo dos Serviços em detrimento de uma ligeira redução da componente do ramo da Construção e da Agricultura. A figura seguinte ilustra a evolução da estrutura do VAB no horizonte 2030

Figura 3 – Evolução da estrutura do VAB por ramo de atividade



iii. Tendências mundiais em matéria de energia, preços internacionais de combustíveis fósseis, preço do carbono no Regime do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE)

Para efeitos de modelação do sistema energético nacional até 2030, tanto no modelo TIMES_PT como no modelo JANUS, adotaram-se as previsões dos preços dos principais produtos energéticos e, no caso do modelo JANUS, considerou-se igualmente o valor das licenças de emissão de CO₂ que constam do *EU Reference Scenario* 2016 da Comissão Europeia, cujos valores constam da tabela seguinte.

Tabela 13 – Previsões de evolução dos preços dos principais produtos energéticos e do CO₂

	Fonte	Unid.	2020	2025	2030
Petróleo (Crude)	Comissão Europeia, <i>EU Reference Scenario 2016</i>	€/GJ	11,61	13,18	14,52
Gás Natural	Comissão Europeia, <i>EU Reference Scenario 2016</i>	€/GJ	7,47	8,08	8,79
Carvão	Comissão Europeia, <i>EU Reference Scenario 2016</i>	€/GJ	2,21	2,65	3,18
Licenças de CO₂	Comissão Europeia, <i>EU Reference Scenario 2016</i>	€/ton CO ₂ eq	15,0	22,5	33,5

No que se refere ao valor das licenças de emissão de CO₂, considerou-se no âmbito dos trabalhos do RNC2050, para o modelo TIMES_PT, uma abordagem diferente:

²⁹ Fonte: Instituto Nacional de Estatística Projeções de população residente 2012-2060

- cenário políticas existentes, foi considerado um preço de carbono constante e igual a 20€/tonelada;
- cenário políticas planeadas (ou cenário de neutralidade), não foi imposto um preço de carbono à partida. O mesmo resulta como “preço sombra” do modelo ao ser imposta uma restrição de emissões em 2050 com vista ao cumprimento do objetivo de neutralidade carbónica.

iv. Evolução dos custos tecnológicos

As modelações efetuadas com base no modelo de simulação JANUS e com base no modelo de otimização TIMES_PT tiveram em consideração um conjunto de tecnologias e respetivos custos (investimento, fixos e variáveis), de acordo com a melhor informação disponível quer a nível nacional quer a nível europeu e internacional. Uma vez que o grau de desagregação das diferentes tecnologias difere entre os dois modelos, não sendo diretamente comparável, remete-se em anexo os custos considerados em cada modelo para as principais tecnologias bem como as respetivas fontes de informação.

4.2. Dimensão Descarbonização

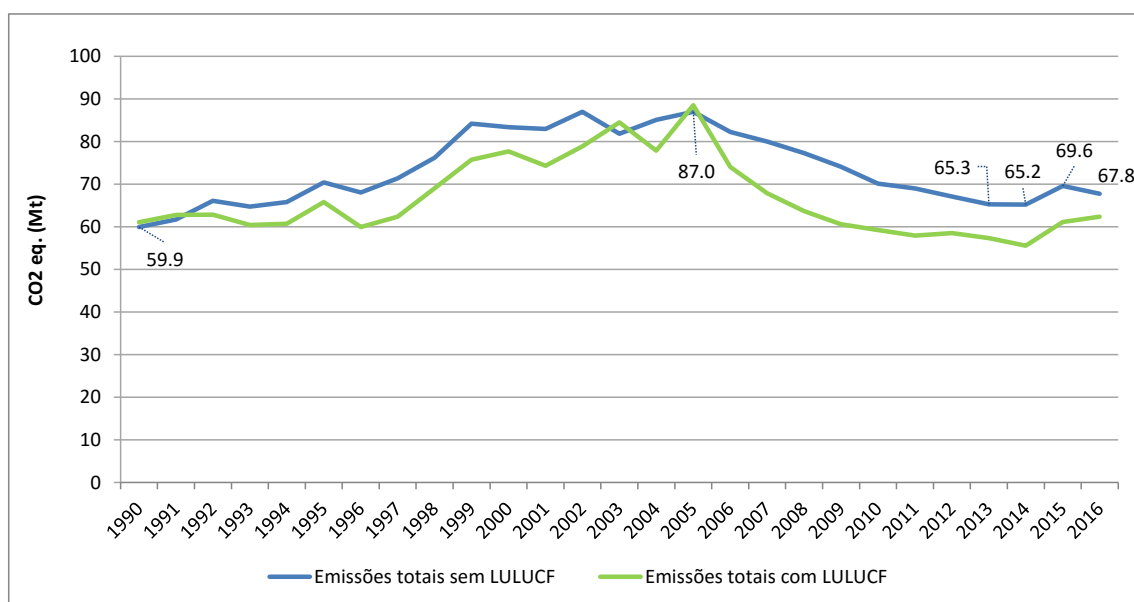
4.2.1. Emissões e remoções de GEE

4.2.1.1. Emissões totais de gases com efeito de estufa em Portugal

Após um rápido crescimento das emissões de GEE verificado durante a década de 90 do século passado, Portugal atingiu o seu pico de emissões nacionais em 2005, altura a partir da qual estas registaram um decréscimo significativo e sustentado, consolidando desde então uma trajetória de descarbonização da economia nacional. De facto, verificou-se em 2005 um aumento de emissões de cerca de 44% comparado com os níveis de 1990.

De acordo com a mais recente atualização do Inventário Nacional de Emissões de 2018 (relativo ao ano 2016), as emissões de GEE, sem contabilização das emissões de alteração do uso do solo e florestas, são estimadas em cerca de 67,8 Mt CO₂e, representando um aumento de 13,1% face a 1990 e uma redução de 22% relativamente a 2005, traduzindo o processo de descarbonização referido.

Figura 4 – Evolução das emissões nacionais de Gases com Efeito de Estufa (Mt CO₂e) [Fonte: APA]



No âmbito do primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto e decorrendo da partilha de responsabilidades a nível comunitário ficou estabelecido que entre 2008-2012 Portugal poderia aumentar as

suas emissões em 27% em relação a 1990. Portugal assegurou o cumprimento deste objetivo essencialmente através da limitação de emissões de GEE em todos os setores da economia e do contributo do sequestro de carbono nas atividades de uso do solo, alterações do uso do solo e florestas (LULUCF).

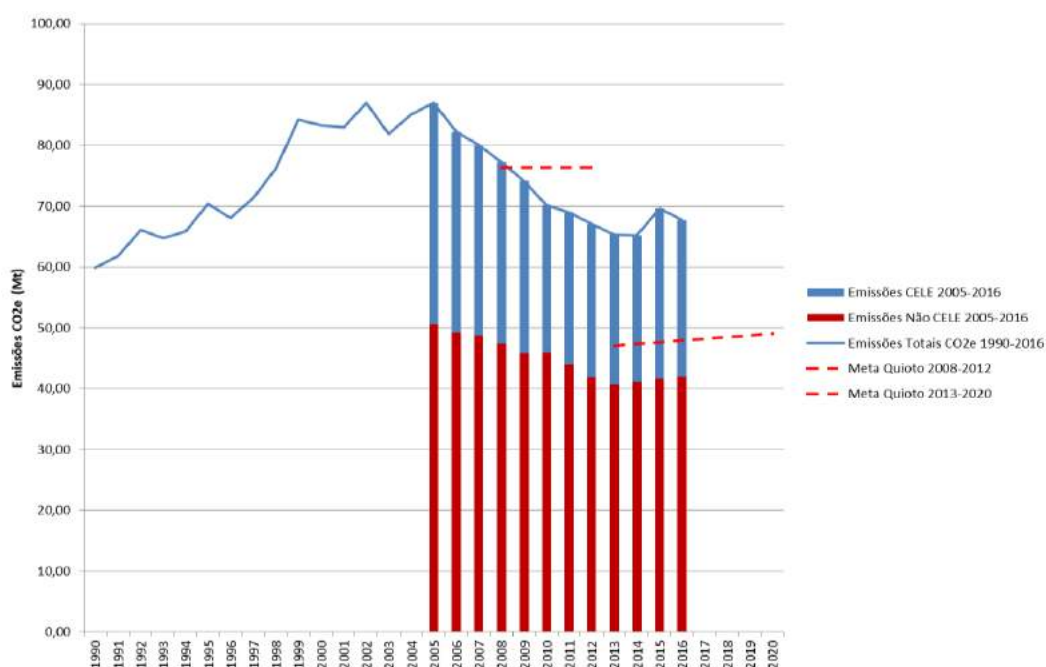
A trajetória desde 2005 permitiu dessa forma o cumprimento do Protocolo de Quioto.

Para o período 2013-2020, a UE estabeleceu como objetivo comunitário uma redução de pelo menos 20% das emissões de GEE, em relação a 1990. Neste âmbito os setores abrangidos pelo CELE devem reduzir -21% das emissões face a 2005 e os restantes setores -10% em relação a 2005. Foram ainda adotadas metas de 20% de energia de fontes renováveis no consumo final de energia e um aumento de eficiência energética (EE) de 20%.

No âmbito da partilha de esforços, Portugal assumiu o objetivo de limitar o crescimento das emissões de GEE em +1% até 2020 (face a 2005) para os setores que não estão abrangidos pelo CELE, sendo igualmente estabelecidos limites anuais para as emissões não-CELE nesse período. Portugal assumiu ainda, no âmbito do pacote energia-clima de 2020, uma meta de 31% de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia (FER), dos quais 10% nos transportes, um objetivo geral de EE de 25% e um objetivo específico de EE para a Administração Pública de 30%. Importa referir que estas metas de redução de emissões estão integradas no cumprimento conjunto da UE, dos seus Estados-Membros e da Islândia do segundo período de cumprimento do Protocolo de Quioto.

A figura seguinte traduz a evolução das emissões nacionais, entre 1990 e 2016 identificando, a partir de 2005, o contributo dos setores CELE e dos setores não-CELE, mostrando ainda as metas Quioto em cada um dos períodos referidos.

Figura 5 – Evolução das emissões nacionais de Gases com Efeito de Estufa (Mt CO₂e) por setor CELE e não-CELE



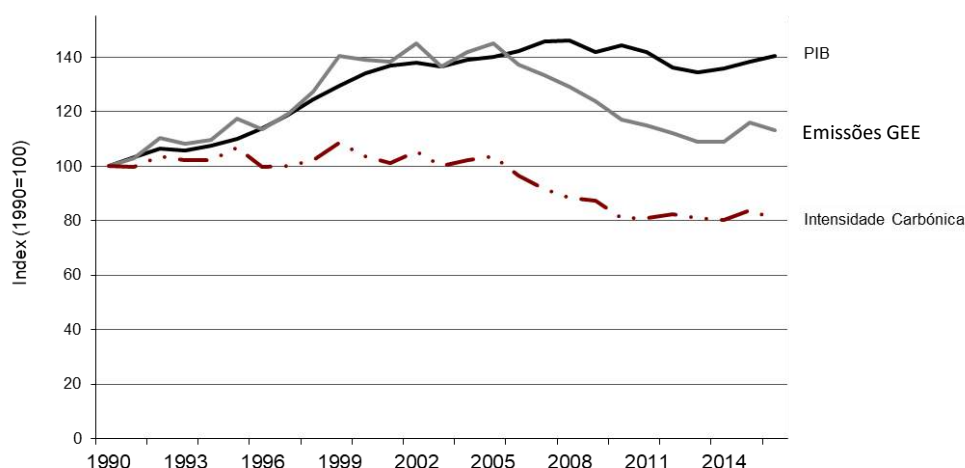
Uma análise das emissões de GEE por unidade de PIB permite verificar que em 2005 se iniciou um processo de dissociação entre o PIB e as emissões, resultante da descarbonização da economia, ou seja, uma economia com menos carbono emitido por cada unidade de riqueza produzida, tendência que é anterior à atual crise económica.

Vários fatores estão na base desta tendência, como seja o crescimento da penetração de fontes energéticas menos poluentes como o gás natural, com a construção de centrais de ciclo combinado e de unidades de cogeração, mais eficientes.

São ainda de apontar outras causas, como seja o crescimento significativo da energia produzida a partir de fontes de energia renovável (principalmente eólica e hídrica), e a implementação de medidas de EE. A melhoria da eficiência no setor dos transportes (através da renovação do parque automóvel) e no setor habitacional (por via da certificação dos edifícios) poderá também explicar estas tendências.

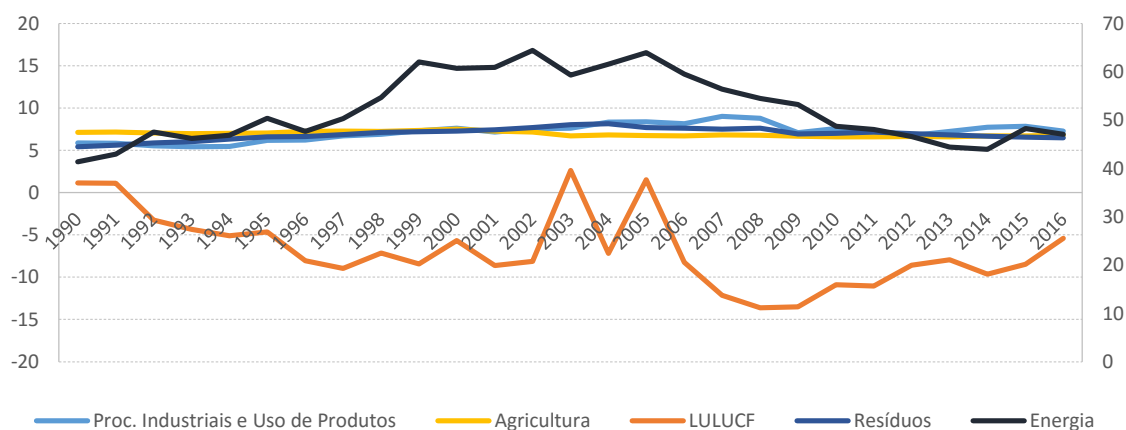
Quando comparado com o resto da Europa, apesar da significativa redução da intensidade carbónica do PIB, verifica-se que Portugal apresenta valores superiores à média europeia.

Figura 6 – Evolução das emissões nacionais, PIB e intensidade carbónica (1990=100%) entre 1990 e 2016



As políticas públicas sobre alterações climáticas são hoje parte integrante de um conjunto de políticas setoriais em Portugal. Com efeito, em áreas como a energia e a indústria abrangida pelo CELE, a “dimensão carbono” faz hoje parte das considerações estratégicas e económicas das empresas abrangidas. Na área agrícola e florestal verifica-se igualmente uma crescente consciencialização do importante contributo que o setor pode dar em termos de mitigação das emissões de GEE. Em áreas com desafios importantes como a dos transportes, foram dados alguns passos visando a descarbonização das frotas de veículos tendo sido criada uma rede para a mobilidade elétrica e introduzidos regimes de apoio ao veículo elétrico com o objetivo de reforçar os incentivos à penetração deste tipo de veículos.

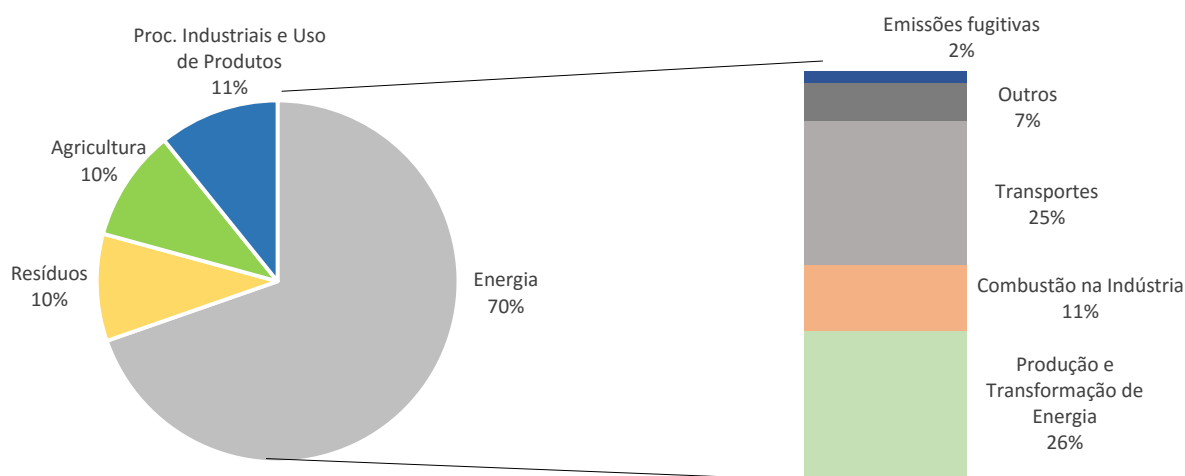
Figura 7 – Evolução das emissões setoriais 1990-2016 [Fonte: APA]



O setor da energia, incluindo transportes, mantém-se em 2016 como o principal responsável pelas emissões de gases com efeito de estufa, representando 70% das emissões nacionais. Neste setor, a produção de energia e os

transportes são as fontes mais importantes representando respetivamente cerca de 27% e 24% do total das emissões nacionais.

Figura 8 – Emissões setoriais em CO₂e em 2016 [Fonte: APA]



A combustão na indústria é responsável por cerca de 11% das emissões nacionais, sendo que as emissões fugitivas representam 2% do total de emissões.

Os setores processos industriais e uso de produtos (IPPU), agricultura e resíduos têm um peso aproximado, representando 10,8%, 10,0% e 9,6%, respetivamente.

Relativamente à agricultura, o crescimento das emissões é explicado maioritariamente pelo aumento da população de bovinos e suínos, bem como o crescimento da área cultivada de arroz, também ela relacionada com a maior disponibilidade hídrica.

O decréscimo das emissões associadas aos processos industriais está relacionado essencialmente com a redução de produção de clínquer e ácido nítrico em 2016. Também o recurso a sucata de aço (menos poluente) nas siderurgias, em substituição da sucata de gusa, contribuiu para a redução de emissões deste setor em 2016. O aumento das emissões associadas aos processos industriais face a 1990 (24%) está relacionada com o crescimento das emissões de gases fluorados, em particular com os subsectores do ar condicionado estacionário e a refrigeração comercial.

A redução das emissões do setor dos resíduos nos anos mais recentes está relacionada com o aproveitamento energético do biogás em sistemas de tratamento de resíduos e águas residuais, bem como a aposta nos Tratamentos Mecânicos e Biológicos, que visam a redução dos resíduos urbanos (RUB) em aterro e o aumento do quantitativo de resíduos recicláveis recuperados.

As estimativas do setor LULUCF mostram que, com exceção dos anos 1990, 1991, 2003 e 2005, este setor é um sumidouro líquido de CO₂ representando um sequestro de -5,4 Mt CO₂e em 2016.

4.2.1.2. Projeções de evolução setorial com base nas políticas e medidas nacionais e da UE, pelo menos até 2040 (incluindo para o ano de 2030)

No âmbito dos trabalhos do RNC2050, foi desenvolvido um exercício de projeção das trajetórias de atividade e respetivas emissões de GEE para os sectores de atividade correspondentes ao sistema energético (incluindo sectores de produção, transporte e consumo de energia), agricultura, resíduos e águas residuais e gases

fluorados. Neste contexto, foram consideradas três narrativas de evolução possível da sociedade caracterizadas também por cenários socioeconómicos distintos.

Assim, no contexto do PNEC, selecionou-se para efeitos de reporte de projeções de emissões de GEE os parâmetros socioeconómicos do RNC2050, que se traduzem numa evolução ligeiramente mais otimista do PIB e da população para o período 2020-2030, mas coerente com o cenário macroeconómico utilizado no modelo energético nacional (JANUS) e que foi apresentado na seção 4.1.,.

Os primeiros resultados deste exercício permitiram a reanálise do potencial de redução de emissões nacionais, confirmando-se a viabilidade técnica e económica de prosseguir numa trajetória de baixo carbono no horizonte 2020/2030, tal como previsto no PNAC.

A análise setorial das trajetórias de emissões confirma que todos os setores têm um potencial de redução de emissões de GEE significativo nos diferentes cenários analisados.

A análise do comportamento dos diferentes setores nas condições estabelecidas no cenário de políticas existentes (bem como no cenário políticas planeadas, ou cenário de neutralidade) ajudam a identificar fatores críticos, tendências e comportamentos dos mesmos no horizonte temporal considerado, neste caso até 2050, com desagregação de 10 em 10 anos desde o presente.

As metodologias para a estimativa de emissões de GEE a partir de variáveis de atividade seguida é a constante no NIR (*National Inventory Report*). Para cada um dos setores de atividade foi adotada uma metodologia específica de projeção das respetivas variáveis de atividade, suportando-se, contudo, no mesmo quadro de referência socioeconómico, para garantir a coerência das projeções obtidas.

De seguida apresenta-se uma súmula dos resultados da modelação efetuada em termos de emissões de GEE setoriais no horizonte 2030 e 2040, num cenário de políticas existentes.

Tabela 14 – Projeção de Emissões de GEE (kt CO2 eq.) – Cenário Políticas existentes

Setores	Emissões de GEE (kt CO2 eq.)			
	2005	2020	2030	2040
Energia	26 167	16 239	7 061	2 996
Produção e transformação de energia	23 039	12 942	4 046	516
Refinação	2 466	2 220	2 027	1 665
Emissões Fugitivas	662	1 077	989	815
Indústria	18 335	12 448	10 003	10 090
Combustão na Indústria	10 758	7 631	5 680	6 054
Processos Industriais	7 577	4 817	4 323	4 035
Transportes	19 594	16 386	10 241	5 484
Serviços	3 166	1 178	1 139	568
Residencial	2 724	2 427	2 000	1 929
F-gases	212	2 226	877	606
Agricultura	8 213	7 891	6 693	6 684
Agricultura	6 760	6 728	5 535	5 594
Combustão na Agricultura/Floresta/Pesca	1 453	1 163	1 158	1 090
Resíduos e Águas Residuais	7 701	4 405	3 320	2 362
LULUCF	1 520	-4 642	-6 926	-7 795
Total sem LULUCF	86 112	63 200	41 333	30 719
Total com LULUCF	87 632	58 558	34 407	22 924

Como se pode verificar mesmo num cenário políticas existentes, perspetiva-se já uma redução acentuada das emissões de GEE nas próximas décadas, existindo potencial custo-eficaz para Portugal alcançar, em 2030, reduções totais de emissões de cerca de -52% em relação a 2005, ascendendo esse valor a -64% em 2040 (sem LULUCF).

Em 2030 esta redução deve-se em grande medida ao fecho das centrais a carvão e à aposta no reforço do papel das energias renováveis no mix energético nacional, com impulso reforçado ao solar, representando em 2030 o setor da energia um potencial de redução de emissões de GEE de cerca de -73% face a 2005.

Também no setor dos transportes e mobilidade se preveem alterações profundas, com grande penetração do veículo elétrico, que potenciaram uma redução de emissões de cerca de 48% em 2030 em relação a 2005 e cerca de 72% em 2040.

Os setores dos serviços e dos resíduos apresentam igualmente um forte potencial de redução de emissões de GEE, contribuindo com -64% e -57% respetivamente, em 2030, fruto do aumento de eficiência energética e do necessário cumprimento da Diretiva Aterros que restringe a deposição a apenas 10% em 2035.

Os setores da indústria e agricultura apresentam um potencial de descarbonização mais reduzido, contribuindo ainda assim com reduções de 45% e 19% respetivamente.

Tabela 15 – Potencial de reduções de emissões de GEE face a 2005 (%) – Cenário Políticas existentes

Setores	Projeção de redução emissões de GEE face a 2005 (%)	
	2030	2040
Energia	73	89
Indústria	45	45
Transportes	48	72
Serviços	64	82
Residencial	27	29
Agricultura	19	19
Resíduos e Águas Residuais	57	69
Total sem LULUCF	52	64

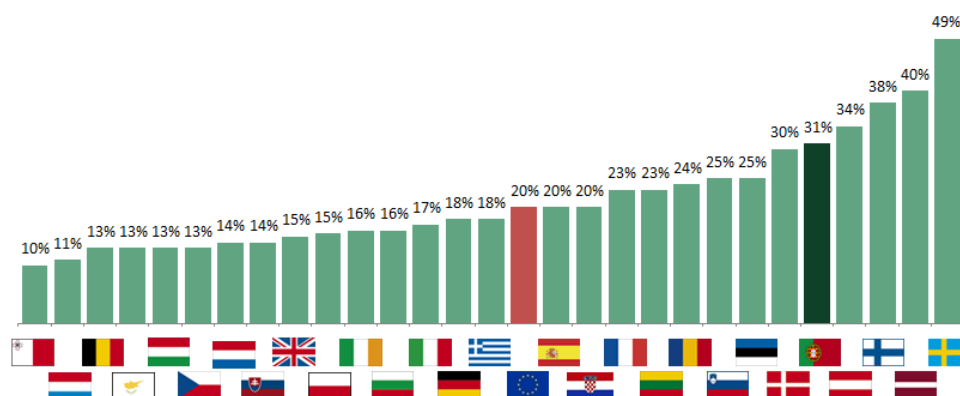
No entanto, verifica-se a necessidade de considerar um conjunto de medidas adicionais de política (a serem desenhadas para o efeito), por forma a se prosseguir uma trajetória de baixo carbono mais ambiciosa e que permita chegar à neutralidade carbónica em 2050.

4.2.2. Energia de fontes renováveis

ii. Quota atual da energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia e em diferentes setores (aquecimento e arrefecimento, eletricidade e transportes), bem como por tecnologia em cada um destes setores

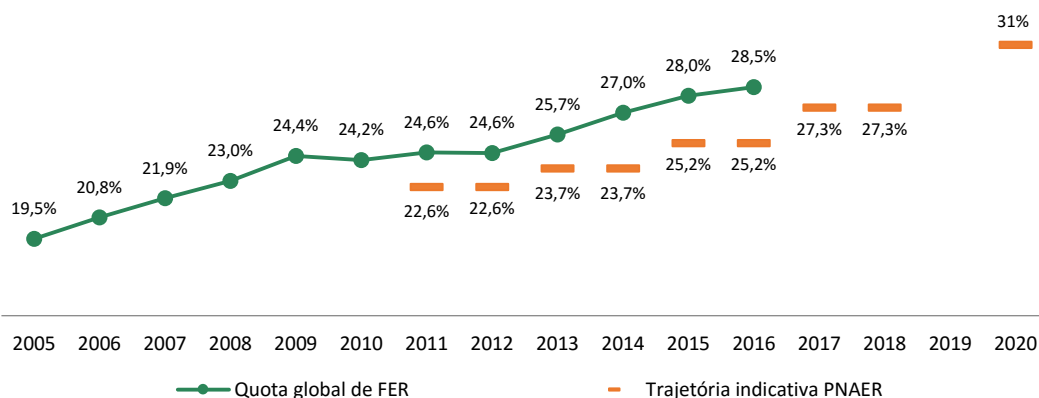
No âmbito da Diretiva 28/2009/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, que introduziu a obrigatoriedade dos países membros da UE submeterem um plano de promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, Portugal preparou e apresentou o seu primeiro Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) em 2010, no qual se comprometeu a atingir os objetivos estabelecidos na Diretiva, nomeadamente a meta global de 31,0% de fontes renováveis de energia no consumo final bruto de energia, a 5ª meta mais ambiciosa da UE-28, e 10,0% de fontes renováveis de energia no consumo final de energia nos transportes. Posteriormente em 2013, Portugal reviu o seu PNAER no qual manteve o mesmo nível de ambição e exigência que sempre assumiu no cumprimento das metas da UE.

Figura 9 – Metas de incorporação de fontes de energia renováveis no consumo final bruto de energia em 2020 na UE-28 [Fonte: Comissão Europeia]



Portugal tem vindo a registar um bom progresso no cumprimento dos objetivos para 2020. Em 2016, a incorporação de fontes renováveis de energia no consumo final bruto de energia situou-se nos 28,5%, +0,5 p.p. acima do valor registado em 2015 e 3,3 p.p. acima da trajetória indicativa, fazendo com que Portugal tenha já alcançado cerca de 90% da sua meta para 2020. A figura seguinte ilustra a evolução da quota de fontes de energia renováveis no consumo final bruto de energia entre 2005 e 2016.

Figura 10 – Evolução da quota de energias de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em Portugal [Fonte: DGEG/Eurostat]



A nível setorial, em 2016 a quota de renováveis no setor da Eletricidade (FER-E) foi de 54,1% (+1,4 p.p. face a 2015), no setor do Aquecimento e Arrefecimento (FER-A&A) foi de 35,1% (+1,8 p.p. face a 2015) e no setor dos Transportes (FER-T) foi de 7,5% (+0,1 p.p. face a 2015). A tabela seguinte ilustra a evolução da quota de fontes de energia renováveis no consumo final bruto de energia por setor e global entre 2005 e 2016.

Tabela 16 – Evolução da quota de energias de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em Portugal [Fonte: DGEG/Eurostat]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
FER-A&A	32,1%	34,2%	35,0%	37,5%	38,0%	33,9%	35,2%	33,2%	34,6%	34,0%	33,4%	35,1%
FER-E	27,7%	29,3%	32,3%	34,1%	37,6%	40,7%	45,9%	47,6%	49,1%	52,1%	52,6%	54,1%
FER-T	0,5%	1,6%	2,5%	2,6%	3,9%	5,6%	0,7%	0,8%	0,9%	3,7%	7,4%	7,5%
Quota global de FER	19,5%	20,8%	21,9%	23,0%	24,4%	24,2%	24,6%	24,6%	25,7%	27,0%	28,0%	28,5%

Tabela 17 – Evolução do contributo das energias renováveis em cada sector para o consumo de energia final (ktep) [Fonte: DGEG/Eurostat]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo final bruto de FER para aquecimento e arrefecimento	2 529	2 546	2 602	2 599	2 595	2 218	2 223	1 870	1 942	1 858	1 839	1892
Consumo final bruto de eletricidade a partir de FER	1 251	1 349	1 499	1 598	1 741	1 955	2 144	2 173	2 240	2 355	2 410	2 511
Consumo final bruto de energia a partir de FER nos transportes	28	102	152	157	242	344	40	43	48	192	396	410
Consumo total bruto de FER	3 791	3 979	4 235	4 336	4 558	4 496	4 384	4 061	4 204	4 377	4 590	4 663
Transferência de FER para outros Estados-Membros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferência de FER de outros Estados-Membros e países terceiros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo de FER ajustado ao objetivo	3 791	3 979	4 235	4 336	4 558	4 496	4 384	4 061	4 204	4 377	4 590	4 663

Analisando com mais detalhe o setor da Eletricidade, pode ver-se nas tabelas seguintes a decomposição com o contributo de cada tecnologia ao nível da capacidade instalada e da produção bruta de eletricidade.

Tabela 18 – Contributo total efetivo (capacidade instalada) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor da Eletricidade (MW) [Fonte: DGEG/Eurostat]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidroelétrica	5 017	5 053	5 061	5 058	5 091	5 106	5 535	5 712	5 661	5 715	6 168	6 960
Convencional (sem bombagem)	3 923	3 959	3 967	3 964	3 997	4 012	4 446	4 369	4 294	4 299	4 379	4 389
<1 MW	28	30	30	30	34	34	34	32	32	32	31	31
1 MW – 10 MW	280	304	312	309	328	343	343	348	341	356	363	373
>10 MW	3 615	3 625	3 625	3 625	3 635	3 635	4 069	3 989	3 921	3 911	3 985	3 985
Bombagem pura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mista	1 094	1 094	1 094	1 094	1 094	1 094	1 089	1 343	1 367	1 416	1 789	2 571
Geotérmica	14	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Solar	2	3	24	59	115	134	172	238	296	415	447	462
Fotovoltaico	2	3	24	59	115	134	172	238	296	415	447	462
Solar concentrada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marés, ondas, oceanos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Eólica	1 064	1 681	2 201	2 857	3 326	3 796	4 256	4 412	4 610	4 856	4 937	5 124
Biomassa	281	287	303	306	362	507	522	530	513	522	537	545
Biomassa Sólida	273	279	290	293	342	482	478	479	458	456	471	477
Biogás	8	8	13	13	20	25	44	51	55	66	66	68
Biolíquidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	6 378	7 049	7 614	8 305	8 919	9 568	10 510	10 917	11 105	11 534	12 114	13 116

Tabela 19 – Contributo total efetivo (produção bruta de eletricidade) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor da Eletricidade (GWh) [Fonte: DGEG/Eurostat]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidroelétrica	11 172	11 101	11 384	11 165	10 974	11 475	12 184	11 584	11 331	11 860	12 074	12 627
Convencional (sem bombagem)	9 735	9 693	9 928	9 725	9 596	10 064	10 946	9 930	9 652	10 054	9 704	9 115
<1 MW	71	78	80	81	91	92	91	84	84	85	82	83
1 MW – 10 MW	864	942	928	873	912	982	971	955	947	1 017	1 002	1 014
>10 MW	9 897	9 769	10 044	9 882	9 673	10 138	10 994	10 194	9 960	10 401	10 353	10 361

Bombagem pura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mista	1 098	1 096	1 123	1 110	1 081	1 148	1 110	1 302	1 339	1 448	1 733	2 342
Geotérmica	71	85	201	192	184	197	210	146	197	205	204	172
Solar	3	5	24	41	160	211	280	393	479	627	796	822
Fotovoltaico	3	5	24	41	160	211	280	393	479	627	796	822
Solar concentrada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Marés, ondas, oceanos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	1 751	2 937	4 096	5 482	7 003	8 401	9 492	10 361	11 135	11 791	12 002	12 513
Biomassa	1 385	1 412	1 588	1 572	1 796	2 325	2 628	2 706	2 765	2 807	2 812	2 766
Biomassa Sólida	1 350	1 380	1 530	1 500	1 713	2 226	2 467	2 496	2 516	2 530	2 518	2 481
Biogás	35	33	58	71	83	100	161	209	250	277	294	285
Biolíquidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	14 382	15 540	17 293	18 452	20 117	22 610	24 794	25 190	25 907	27 291	27 888	28 900
do qual em PCCE ³⁰	1 294	1 309	1 373	1 346	1 375	1 570	1 734	1 721	1 790	1 778	1 738	1 738

Ao nível do setor do Aquecimento e Arrefecimento apresenta-se a desagregação nas tabelas seguintes.

Tabela 20 – Contributo total efetivo (consumo de energia final) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor do Aquecimento e Arrefecimento (ktep) [Fonte: DGEG/Eurostat]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Geotérmica	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	2	1
Solar	22	24	26	30	35	48	59	67	73	77	80	84
Biomassa	2 505	2 522	2 576	2 568	2 559	2 169	2 162	1 801	1 868	1 780	1 757	1 807
Biomassa Sólida	2 505	2 522	2 562	2 556	2 542	2 151	2 162	1 801	1 868	1 771	1 749	1 798
Biogás	0	0	0	0	0	0	0	1	1	8	8	9
Biolíquidos	0	0	13	12	18	18	0	0	0	0	0	0
Bombas de calor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	2 529	2 546	2 602	2 599	2 595	2 218	2 223	1 870	1 942	1 858	1 839	1 892
da qual biomassa nos alojamentos	1 164	1 161	1 161	1 161	1 161	712	712	754	771	767	763	764

No que diz respeito ao setor dos Transportes a desagregação é a seguinte.

Tabela 21 – Contributo total efetivo (consumo de energia final) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor dos Transportes (ktep) [Fonte: DGEG/Eurostat]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Biocombustíveis³¹	0	72	123	156	208	309	4	4	9	152	328	260
dos quais em conformidade com Anexo IX ³²	0	0	2	5	4	4	4	4	9	10	36	107
n.º 1 do artigo 3º ³³	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	249	138
(i) e (ii) do n.º 3 do artigo 3º ³⁴	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0
outros biocombustíveis	-	-	-	-	-	-	0	0	0	141	43	15
Hidrogénio a partir de FER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Elettricidade renovável	11	12	12	13	13	14	13	14	12	12	13	17
da qual no transporte rodoviário	0	0	0	0	0	0,0001	0,001	0,001	0,003	0,01	0,04	0,04
da qual no transporte ferroviário	11	12	12	13	13	14	13	14	12	12	13	17
Outros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	28	101	154	162	246	348	40	43	48	192	396	410

³⁰ Produção combinada calor e eletricidade

³¹ Em conformidade com artigos 17 e 18 da Diretiva 2009/28/CE

³² Diretiva 2009/28/CE

³³ Diretiva 2009/28/CE alterada pela Diretiva (UE) 2015/1513, de 9 de setembro de 2015

³⁴ Diretiva 2009/28/CE alterada pela Diretiva (UE) 2015/1513, de 9 de setembro de 2015

ii. Projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, pelo menos até 2040 (incluindo para o ano de 2030)

Na Tabela 22 apresentam-se as projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, até 2040, no consumo final bruto de energia em Portugal.

Tabela 22 – Projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, até 2040, no consumo final bruto de energia em Portugal [Fonte: DGEG]

	2020	2025	2030	2035	2040
FER-A&A	34%	35%	35%	35%	36%
FER-E	70%	72%	70%	65%	60%
FER-T³⁵	9%	11%	17%	22%	30%
Quota global de FER	31%	33%	33%	32%	32%

Na Tabela 23 apresentam-se as projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, até 2040 do contributo das energias renováveis em cada sector para o consumo de energia final.

Tabela 23 – Projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, até 2040 do contributo das energias renováveis em cada sector para o consumo de energia final (ktep) [Fonte: DGEG]

	2020	2025	2030	2035	2040
Consumo final bruto de FER para aquecimento e arrefecimento	1 800	1 900	1 950	2 010	2 070
Consumo final bruto de eletricidade a partir de FER	3 170	3 530	3 640	3 600	3 550
Consumo final bruto de energia a partir de FER nos transportes	420	460	550	650	740
Consumo total bruto de FER	5 390	5 890	6 140	6 260	6 360
Transferência de FER para outros Estados-Membros	0	0	0	0	0
Transferência de FER de outros Estados-Membros e países terceiros	0	0	0	0	0
Consumo de FER ajustado ao objetivo	5 390	5 890	6 140	6 260	6 360

Na Tabela 24 apresentam-se as projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, até 2040 do contributo total efetivo (capacidade instalada) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor da Eletricidade.

Tabela 24 – Projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, até 2040 do contributo total efetivo (capacidade instalada) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor da Eletricidade (GW) [Fonte: DGEG]

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Hidroelétrica	6.0	7.0	8.2	9.0	9.0	9.0
Eólica	0.4	1.8	2.8	2.9	3.0	3.0
Solar	5.0	5.4	5.6	5.6	5.6	5.6
Outras Renováveis ^[1]	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
TOTAL^[2]	11.7	14.7	17.1	18.0	18.0	18.1

[1] Inclui Biomassa, Biogás, Resíduos (50% da produção por via dos resíduos não é renovável), Geotermia e Ondas

[2] Não inclui cogeração

³⁵ Indicador da Directiva RES II

Ao nível do setor do Aquecimento e Arrefecimento apresenta-se a desagregação na Tabela 25.

Tabela 25 – Projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, até 2040 do contributo total efetivo (consumo de energia final) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor do Aquecimento e Arrefecimento (ktep) [Fonte: DGEG]

	2020	2025	2030	2035	2040
Solar Térmico	88	94	97	100	104
Biomassa	962	1020	1059	1098	1140
Calor de cogeração (renovável)	726	739	748	755	787
Bombas de calor	69	77	76	72	69
TOTAL	1 845	1 930	1 980	2 025	2 100

Ao nível do setor dos Transportes apresenta-se a desagregação na Tabela 26.

Tabela 26 – Projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, até 2040 do contributo total efetivo (consumo de energia final) de cada tecnologia de energias renováveis em Portugal no setor dos Transportes (ktep) [Fonte: DGEG/Eurostat]

	2020	2025	2030	2035	2040
Biocombustíveis	382	378	370	360	309
Hidrogénio (renovável)	0	0	7	24	51
Eletricidade renovável	35	85	170	270	380
TOTAL	417	463	547	654	740

4.3. Dimensão Eficiência energética

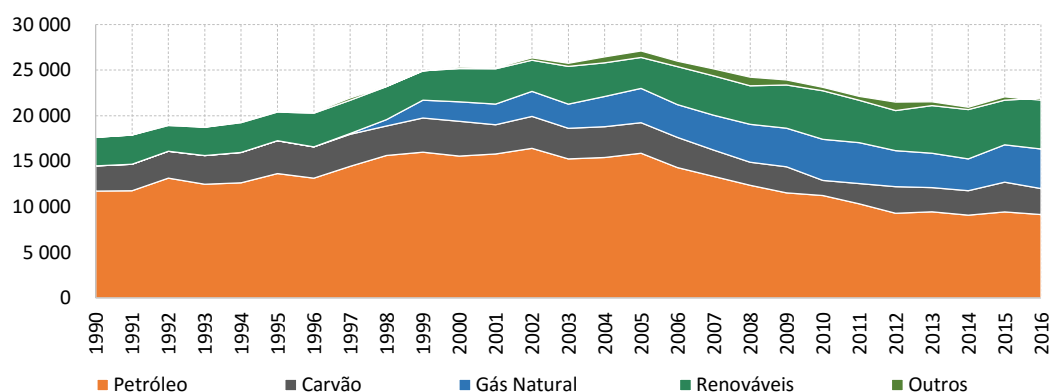
i. Consumo atual de energia primária e final na economia e por setor (incluindo a indústria, o setor residencial, os serviços e os transportes)

Na última década, 2007-2016, o Consumo de Energia Primária (CEP) registou uma taxa de crescimento média anual (tcma) de -2,0%. Para este valor decrescente contribuíram essencialmente os seguintes fatores:

- Aumento e diversificação das fontes de energia renováveis na produção de eletricidade que conduziu a uma redução significativa dos consumos de combustíveis fósseis;
- Reforço das medidas de eficiência energética;
- Contração da economia, com um impacto generalizado na redução dos consumos que se fez sentir com maior incidência a partir de 2011.

A figura seguinte ilustra a evolução do consumo total de Energia Primária (CEP) por tipo de fonte entre 1990 e 2016.

Figura 11 – Evolução do Consumo total de Energia Primária por tipo de fonte em Portugal (ktep) [Fonte: DGEG]



A tabela seguinte resume o consumo total de Energia Primária em Portugal, por tipo de fonte.

Tabela 27 – Consumo total de Energia Primária em Portugal (ktep) [Fonte: DGEG]

	2014	2015	2016	% 2014/2015	% 2015/2016
Consumo Total de Energia Primária	20 921	22 060	21 684	+5,4%	-1,7%
Petróleo	9 089	9 447	9 157	+3,9%	-3,1%
Renováveis	5 409	5 895	5 568	-9,5%	+13,7%
Gás Natural	3 486	3 097	4 340	+17,5%	+5,9%
Carvão	2 682	2 259	2 848	+21,5%	-12,6%
Outros ³⁶	255	361	-229	+30,1%	-163,4%

Ao nível do consumo de fontes primárias de energia, o Petróleo assume o principal papel no mix de consumo de energia em Portugal, verificando-se em 2016 um contributo de 42% do CEP, seguido das Renováveis com 26%, do Gás Natural com 20% e do Carvão com 13%. Com a introdução do Gás Natural em 1997 e o aumento e diversificação das fontes de energia renováveis, o peso do Petróleo no CEP tem vindo a diminuir nos últimos anos, e desde 2009 que representa menos de 50% do consumo. O consumo de Carvão em Portugal varia, principalmente, consoante a procura do setor electroprodutor, a qual é influenciada por uma maior ou menor disponibilidade de recursos renováveis endógenos, em particular hídricos e eólicos, dado o elevado peso que estas componentes têm atualmente no sistema electroprodutor nacional.

A Intensidade Energética da economia em energia primária em 2016 registou um valor de 124 tep/M€, verificando-se uma redução de 20% face a 2005, ano que a intensidade energética atingiu o valor mais elevado dos últimos anos (156 tep/M€). A partir de 2008 é patente um desacoplamento entre o CEP e o Produto Interno Bruto (PIB).

Figura 12 – Evolução da intensidade energética da economia em energia primária em Portugal (tep/M€'2011) [Fonte: DGEG/INE]

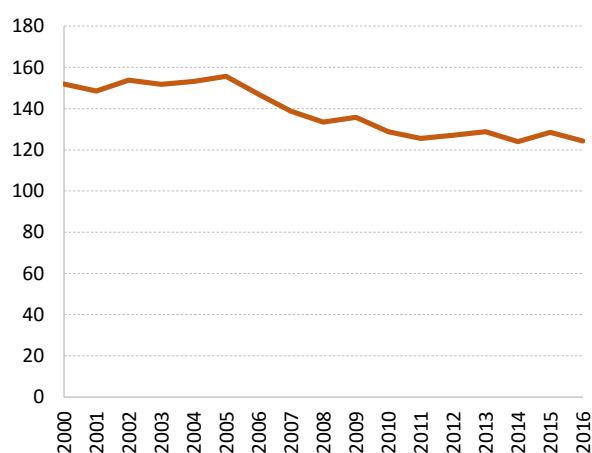
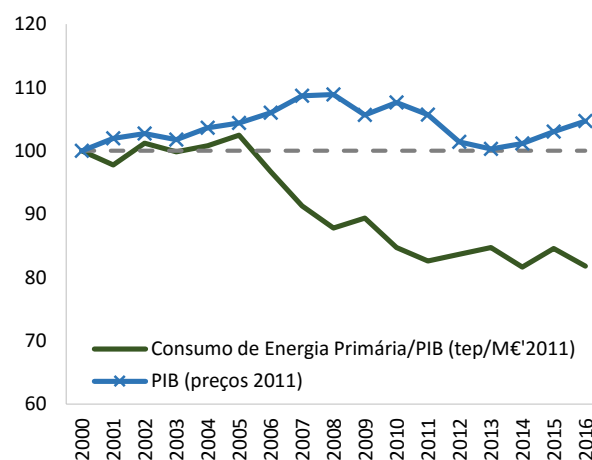


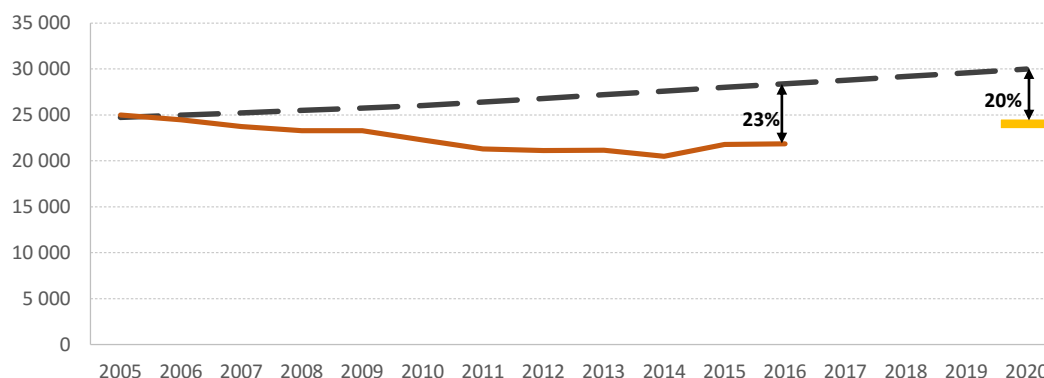
Figura 13 – Evolução do CEP e do PIB em Portugal (2000 = 100) [Fonte: DGEG/INE]



Para o horizonte 2020, e à luz da Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativa à Eficiência Energética, o objetivo foi redefinido para um limite máximo ao consumo de energia primária em 2020 (com base em projeções do modelo PRIMES para a Comissão Europeia realizadas em 2007) equivalente a uma redução de 20% (24,0 Mtep, excluindo usos não-energéticos), tendo sido posteriormente adotado por Portugal uma meta mais ambiciosa de redução de 25% (22,5 Mtep, excluindo usos não-energéticos). A evolução do consumo de energia primária sem usos não-energéticos, incluindo o consumo na aviação internacional (referência para aferir o cumprimento da meta de Eficiência Energética em 2020), evidencia que em 2016 o valor continua abaixo do valor de referência para Portugal (22,5 Mtep para garantir o cumprimento da meta de redução de 25%) pelo que nos encontramos no bom caminho para cumprir a meta prevista para 2020.

³⁶ Inclui Saldo Importador de Eletricidade e Resíduos Industriais

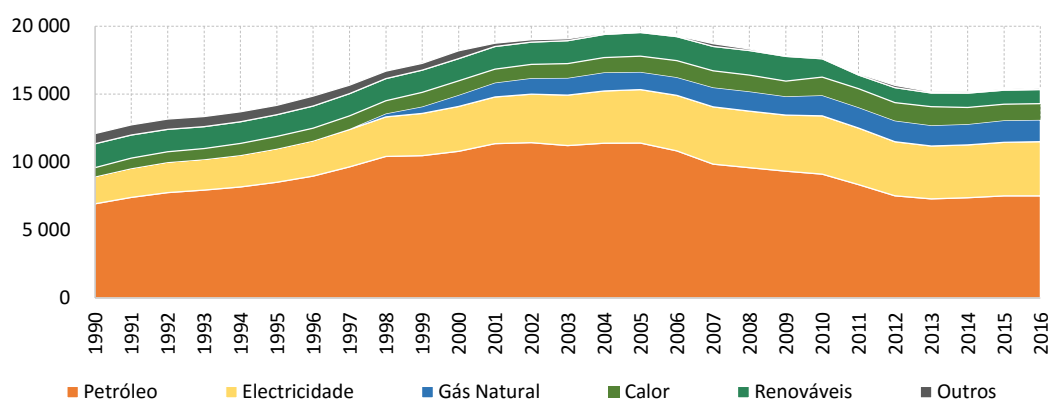
Figura 14 - Evolução da meta de Portugal em matéria de Eficiência Energética para 2020 (Mtep)



No que diz respeito ao consumo total de Energia Final (CEF), Portugal registou em 2016 um consumo de 15 433 ktep. Face a 2005, ano em que o CEF registou o valor mais elevado em Portugal, verificou-se um decréscimo de 21%. Na última década, 2007-2016, o CEF registou uma taxa de crescimento média anual (tcma) de -2,1%. De entre os fatores que contribuíram para a redução do CEF nos últimos anos, merece especial destaque a promoção da eficiência energética com particular enfoque nos setores da Indústria e Doméstico e o abrandamento da economia que afetou de forma generalizada os consumos nos diversos setores da economia.

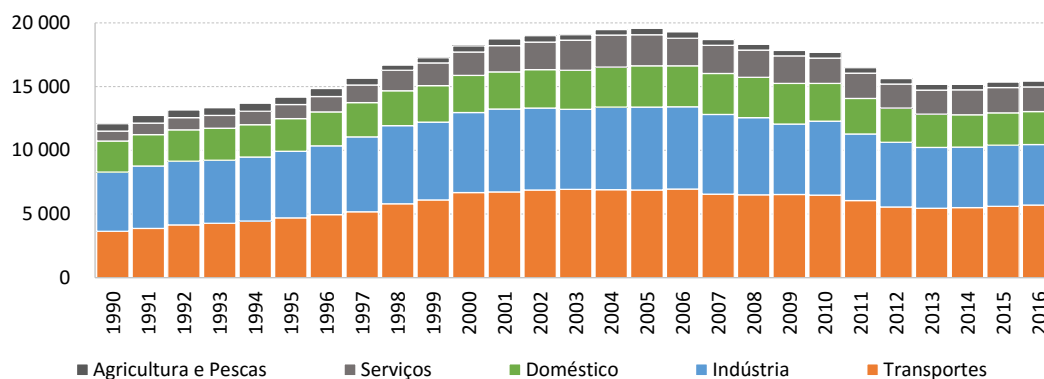
Quanto ao consumo final de energia por tipo de fonte, e como já referido anteriormente, o Petróleo assume o principal papel no mix de consumo de energia em Portugal, verificando-se em 2016 um contributo de 48% no consumo final, seguido da Eletricidade com 26%, do Gás Natural com 10%, do Calor com 8%, das Renováveis com 7% onde se inclui o consumo de Lenhas e Resíduos Vegetais, Solar Térmico, Biogás e outras renováveis, e outras fontes de energia que representaram 1%. Nos últimos anos tem-se verificado uma redução do peso do petróleo no consumo final de energia, enquanto que o gás natural e a eletricidade registaram um aumento no mix de consumo de energia final. A figura seguinte ilustra a evolução do CEF por tipo de fonte entre 1990 e 2016.

Figura 15 – Evolução do Consumo total de Energia Final por tipo de fonte em Portugal (ktep) [Fonte: DGEG]



Em termos setoriais, verifica-se que o setor dos Transportes é o setor que mais energia consome em Portugal representando 37% do CEF em 2016, seguido do setor da Indústria (31%), do setor Doméstico (17%), do setor dos Serviços (13%) e finalmente do setor da Agricultura e Pescas (3%). A estrutura do consumo por setor de atividade manteve-se praticamente inalterada na última década, verificando-se apenas ligeiras oscilações de ano para ano, como mostra a figura seguinte.

Figura 16 – Evolução do Consumo total de Energia Final por setor de atividade em Portugal (ktep) [Fonte: DGEG]



- O setor dos Transportes, que como já referido anteriormente é responsável pela principal fatia do consumo de energia em Portugal, registou uma alteração significativa na evolução do consumo nos últimos anos. Se na década de 1997-2006 o consumo registou uma tcma de 3,5%, na década seguinte (2007-2016) a tcma foi de -1,5%. Foram vários os fatores que contribuíram para a redução no consumo, entre eles a melhoria da eficiência do parque automóvel, o aumento dos preços dos combustíveis, o aumento da disponibilidade de transporte públicos nas grandes áreas metropolitanas, em anos mais recentes a contração da economia, entre outros. No entanto, a partir de 2013 verificou-se um ligeiro aumento no consumo como consequência da melhoria do panorama económico nacional, registando-se um aumento de 5,0% em 2016 face a 2013. Desagregando o consumo de energia no setor dos transportes por tipo de produto, destaque para o gasóleo rodoviário que representou cerca de 71% do consumo total de energia no setor em 2016, seguido da gasolina (20%) e dos biocombustíveis (5%). Quanto ao consumo por modo de transporte, cerca de 95% do consumo diz respeito ao transporte rodoviário. O consumo de eletricidade tem-se mantido estável nos últimos anos em torno de 0,5% do consumo total do setor dos transportes.
- O setor da Indústria, que representa igualmente uma importante fatia do consumo de energia em Portugal, 31% em 2016, registou também uma alteração significativa na evolução do consumo nos últimos anos. Se na década de 1997-2006 o consumo registou uma tcma de 1,8%, na década seguinte (2007-2016) a tcma foi de -3,0%. Foram vários os fatores que contribuíram para a redução no consumo, entre eles a melhoria da eficiência dos processos produtivos, investimento em eficiência energética, e em anos mais recentes a contração da economia contribuiu para o abrandamento da produção industrial, entre outros. Nos últimos 4 anos, 2013-2016, o consumo tem estabilizado, verificando-se uma redução de 1,2% face a 2015, enquanto que entre 2014 e 2015 se tinha verificado um aumento de 1,5%. Desagregando o consumo de energia no setor da Indústria por tipo de produto, verifica-se que a Eletricidade representou cerca de 28% do consumo total do setor em 2015, seguido do Calor (25%) e do Gás Natural (23%). Nos últimos anos o consumo de Produtos de Petróleo tem vindo a decrescer em detrimento de um maior consumo de Gás Natural e Calor. Quanto ao consumo por tipo de Indústria, destaque para a Indústria do Papel que representou cerca de 29% do consumo total do setor em 2015, seguido do setor da Química e Plástico Cimento (11%) e do Cimento e Cal (10%).
- No caso do setor Doméstico, que representa cerca de 17% do CEF, registou também uma alteração significativa na evolução do consumo nos últimos anos. Se na década de 1997-2006 o consumo registou uma tcma de 2,1%, na década seguinte (2007-2016) a tcma foi de -2,4%. De entre os fatores que contribuíram para a redução no consumo, destaque para a contração da economia que contribuiu para o abrandamento do consumo, o aumento dos preços da eletricidade e do gás natural, a adoção de medidas de eficiência energética como sejam a troca por equipamentos mais eficientes ou o investimento em soluções mais eficientes nas habitações. De realçar que, no seguimento do Inquérito ao Consumo de Energia no Setor Doméstico em 2010, resultou uma atualização do valor do consumo

de biomassa no setor o que também conduziu a uma redução do consumo de energia. Desagregando o consumo de energia no setor Doméstico por tipo de produto, a eletricidade representou cerca de 44% do consumo total do setor em 2016, seguido do consumo de Renováveis (31%) no qual se inclui a Biomassa e o Solar Térmico, e dos Produtos de Petróleo (16%) que na sua maioria corresponde ao consumo de GPL, e do Gás Natural (9%).

- O setor dos Serviços, após um período durante o qual o consumo de energia registou um crescimento significativo, verificando-se uma tcma de 5,1% no período 1997-2006, registou na última década (2007-2016) um decréscimo no consumo, verificando-se uma tcma de -1,4%. A partir de 2013, e como consequência da melhoria do panorama económico nacional verificou-se um ligeiro aumento no consumo, registando-se, no entanto, um ligeiro decréscimo de 1,4% face a 2015, após 2 anos de aumento. Desagregando o consumo de energia no setor dos Serviços por tipo de produto, a eletricidade representou cerca de 74% do consumo total do setor em 2016, seguido do Gás Natural (12%) e dos Produtos de Petróleo (9%). Nos últimos anos o consumo de Produtos de Petróleo decresceu significativamente em detrimento de um maior consumo de Eletricidade e Gás Natural.
- O consumo no setor da Agricultura e Pescas, que representa cerca de 3% do CEF, tem registado um decréscimo sucessivo no consumo nas últimas décadas, verificando-se uma tcma de -0,8% no período 1997-2006 e uma tcma de -0,6% no período 2007-2016. Desde 2009 que o consumo no setor se mantém relativamente estável, verificando-se em 2016 um aumento de 2,3% face a 2015. Desagregando o consumo de energia no setor da Agricultura e das Pescas por tipo de produto, constata-se que os Produtos de Petróleo são a principal fonte energética tendo representado cerca de 82% do consumo do setor em 2015, seguido da eletricidade com 16% e do Gás Natural com 1%.

A Intensidade Energética da economia em energia final em 2016 registou um valor de 88 tep/M€, verificando-se face a 2005, ano que a intensidade energética atingiu o valor mais elevados dos últimos anos (112 tep/M€), uma redução de 21,4%. De igual forma, verifica-se a partir de 2008 um desacoplamento entre o CEF e o PIB.

Figura 17 – Evolução da intensidade energética da economia em energia final em Portugal (tep/M€'2011) [Fonte: DGEG/INE]

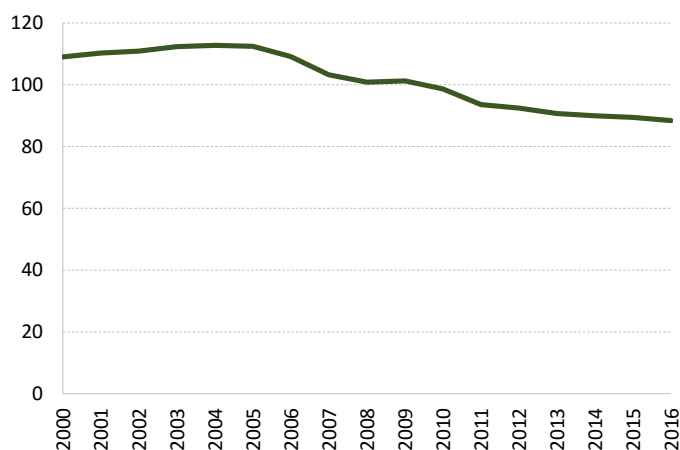
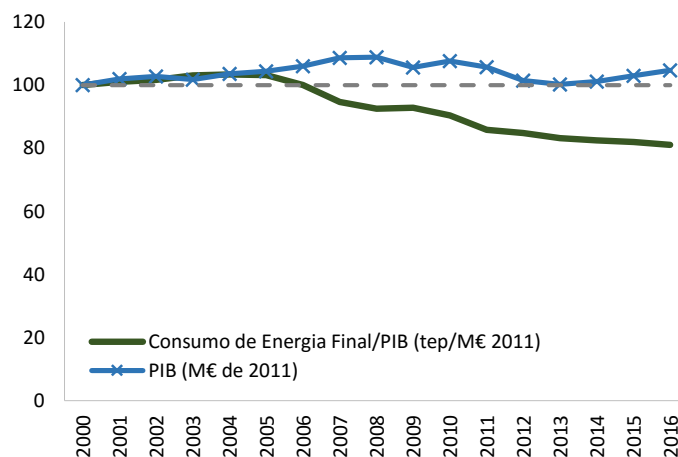
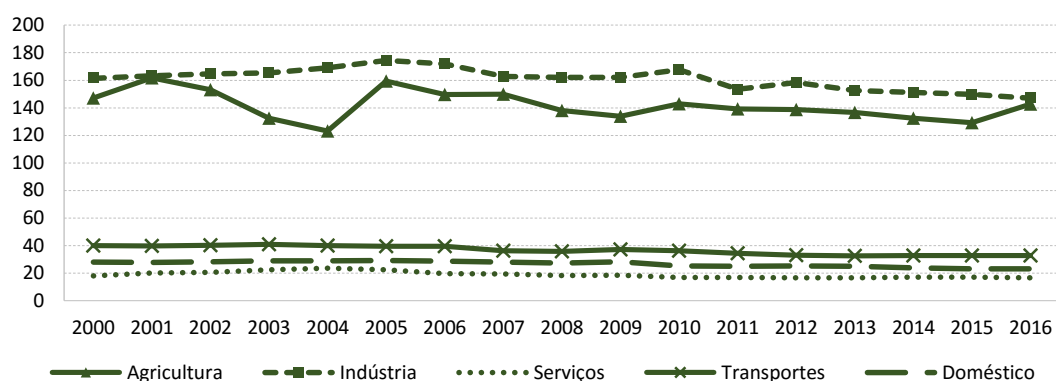


Figura 18 – Evolução do CEF e do PIB em Portugal (2000 = 100) [Fonte: DGEG/INE]



A nível sectorial, em 2016 o setor da Indústria registou uma intensidade energética de 147 tep/M€'2011, o setor da Agricultura e Pescas registou 143 tep/M€'2011, o setor dos Transportes registou 33 tep/M€'2011, o setor Doméstico registou 23 tep/M€'2011 e o setor dos Serviços registou uma intensidade energética de 17 tep/M€'2011.

Figura 19 – Evolução da intensidade energética da economia em energia final por setor de atividade em Portugal (tep/M€'2011) [Fonte: DGEG/INE]



Na Tabela 28 apresentam-se os valores de Intensidade energética da economia em energia final por setor de atividade em Portugal.

Tabela 28 - Intensidade energética da economia em energia final por setor de atividade em Portugal (tep/M€'2011) [Fonte: DGEG/INE]

	2014	2015	2016	% 2014/2015	% 2015/2016
Indústria	151,2	149,7	147,0	-1,0%	-1,8%
Serviços	17,0	17,1	16,5	+0,3%	-3,0%
Transportes	32,7	32,7	32,7	-0,1%	+0,2%
Agricultura e Pescas	132,6	129,2	142,6	-2,6%	+10,4%
Doméstico	23,8	23,1	23,1	-3,0%	-

ii. Potencial atual para a aplicação de cogeração de elevada eficiência e de redes urbanas de aquecimento e arrefecimento eficientes

Ao abrigo do artigo 14.º da Diretiva 2012/27/UE, de 25 de outubro de 2012, relativa à Eficiência Energética, Portugal realizou, em dezembro de 2016, um estudo de identificação do potencial de cogeração de elevada eficiência e de sistemas de aquecimento e arrefecimento energeticamente eficientes, tendo em consideração as premissas estabelecidas no Anexo VIII do mesmo diploma, para um horizonte temporal de 10 anos após o ano de referência utilizado, que no caso de Portugal é o ano de 2014.

Assim, no referido estudo foram analisadas as principais fontes energéticas de cada setor com o objetivo de caracterizar convenientemente as necessidades energéticas, nomeadamente a procura de aquecimento e de arrefecimento e assim ter uma avaliação detalhada de cada setor. Com base nas avaliações efetuadas, foram criados os mapas indicados no Anexo VIII da Diretiva, e elaborada uma análise crítica dos mesmos.

A partir de uma breve descrição da situação atual da cogeração em Portugal, foi feita uma análise do potencial técnico de cogeração e de redes de aquecimento e arrefecimento eficientes, assim como uma análise do potencial económico e uma estimativa da evolução desse mesmo potencial.

ii.1 Necessidades energéticas - procura de aquecimento e de arrefecimento

A procura de aquecimento e arrefecimento foi determinada tendo em conta os valores médios para as necessidades de cada setor, definindo assim o calor substituível por cogeração de elevada eficiência.

Sector da Agricultura e Pescas:

O consumo energético associado a este setor é muito heterogéneo. A produção agrícola terá como áreas preferenciais de maior atividade aquelas onde tanto o clima como os solos sejam mais propícios a tal atividade e as atividades relacionadas com as pescas cingem-se à faixa costeira.

Sector da Indústria:

O setor da indústria não é considerado dependente das variações climáticas de região para região, uma vez que a maior parte das necessidades térmicas são devidas ao processo de fabrico e à produção propriamente dita, pelo que importa considerar os padrões de consumo energético dos diversos subsectores da indústria.

Ao contrário do setor da agricultura e pescas, na indústria o calor tem um peso maior do que o frio. Os processos produtivos na sua maioria necessitam, ou produzem calor, pelo que existe uma grande fatia de consumo gasto na produção desse mesmo calor que é passível de ser substituído por cogeração.

Sector dos Serviços:

O setor dos serviços é bastante heterogéneo, possuindo desde pequenas unidades de comércio até grandes centros comerciais, grandes centros hospitalares, passando por edifícios de escritórios, escolas, instalações desportivas, hotéis, etc. Quer em dimensão (área, número de pessoas), quer em horas de utilização, há um largo espectro de variação que dificulta a aferição das necessidades térmicas tipo por subsector. O consumo para climatização também é muito influenciado pela zona climática e pela atividade a que o edifício se destina.

O consumo energético associado a este setor é muito diversificado e normalmente associado a grandes centros populacionais onde existe uma maior concentração de empresas e serviços. No geral, a procura térmica para arrefecimento predomina neste setor, com necessidades de aquecimento bastante reduzidas.

Sector Residencial:

O consumo do setor residencial em Portugal apresenta valores muito baixos, quando comparado com o consumo dos restantes países Europeus, com particular relevância no que diz respeito aos consumos para aquecimento e mesmo para arrefecimento ambiente, o que decorre da maior suavidade do clima português, havendo, no entanto, assimetrias ao longo do território nacional.

Em termos de consumo por uso final, as cozinhas contribuem com a maior parcela, com cerca de 39% do consumo final, seguidas do aquecimento de água, com 23%. Contudo, no primeiro caso a eletricidade é a fonte principal, enquanto o aquecimento de água é predominantemente feito com garrafas de GPL. A parcela dedicada à iluminação é reduzida, com apenas 4,5% do consumo e o consumo para arrefecimento ambiente é desprezável.

A reduzida duração e importância das estações quentes, associada a limitações financeiras, explicará também o número reduzido de alojamentos com instalação de aquecimento central, assim como o número significativo de alojamentos para os quais não existe registo de qualquer sistema de aquecimento, em qualquer uma das regiões. Outra informação relevante diz respeito à fonte energética usada nos sistemas de aquecimento existentes, sendo notória a importância dos sistemas de aquecimento elétricos, nomeadamente na Região de Lisboa. Excepto em novas urbanizações de alta densidade, ou na proximidade de edifícios de serviços já com cogeração, o que se prevê serem casos pouco significativos, não há procura suficiente para justificar a instalação de redes de calor e frio a nível residencial.

De salientar que a evolução dos consumos do setor residencial tem sido no sentido de uma diminuição acentuada, a uma taxa média de -4,4% ao ano desde 2009, está associada ao aumento de eficiência energética resultante de múltiplas medidas implementadas e da melhoria dos equipamentos, assim como ao aumento de taxas e preços de energia mais elevados. A melhoria de eficiência é aparentemente maior no que diz respeito ao aquecimento ambiente, com uma redução em cerca de 31,7% de 2000 a 2013, e de cerca de 28,8% de redução na cozinha e Águas Quentes Sanitárias (AQS).

Contudo, a retoma da atividade económica, o crescimento das necessidades de habitação, e o crescimento do número de equipamentos elétricos deverão impulsionar de novo a procura de energia nos edifícios.

Potencial técnico da cogeração de elevada eficiência

As unidades de cogeração em funcionamento em 2014 totalizaram 1 759 MW de potência elétrica instalada, e 4 631 MW de potência térmica, tendo produzido um total de 7 484 GWh de energia elétrica e 19 249 GWh de energia térmica, correspondendo assim a um rácio T/E de 2,57. Apresentaram ainda um rendimento global de 79% e um número médio de horas de utilização da potência de 4 349. A aplicação dos pressupostos e valores de referência associados à Diretiva, tendo em conta os combustíveis utilizados por cada uma das unidades, e as perdas na rede associadas ao nível de tensão de localização, resulta numa poupança global estimada em 30740 TJ (0,73 Mtep) de energia primária, correspondendo a uma poupança de 33,5%.

Na tabela seguinte pode-se verificar o potencial técnico da cogeração para produção de calor (estimado a partir das percentagens máximas de substituição e os valores de consumo de calor substituível), de cerca de 2,7 Mtep de calor potencialmente utilizável. Na mesma tabela são apresentadas estimativas do consumo de frio, na Indústria, no setor Residencial e nos Serviços, resultando em 0,5 Mtep de energia final, a que corresponderia entre 1,1 Mtep e 2,2 Mtep de calor adicional para alimentar *chillers* de absorção, resultando assim entre 3,8 e 4,9 Mtep de produção térmica das cogerações.

Assumindo o rácio T/E médio e o número médio de horas de funcionamento verificado nas cogerações existentes em 2014 (2,57 e 4 349 h respetivamente), a energia elétrica gerada e a potência elétrica instalada corresponderiam a 12 TWh (2,8 GW) só para satisfazer as necessidades de calor e 17,3 TWh a 22 TWh (4,0 GW a 5,1 GW) para satisfazer igualmente as necessidades de frio.

Contudo, a concretização de todo este potencial é irrealista uma vez que não tem em consideração os regimes de funcionamento das unidades de cogeração, as necessidades de paragem para manutenção, nem aspetos básicos tais como potências mínimas de funcionamento. Assim, o potencial técnico será seguramente superior ao potencial alcançável.

Tabela 29 – Cálculo do potencial de calor e frio a fornecer por cogerações [Fonte: DGEG, Estudo do potencial de cogeração de elevada eficiência em Portugal, 2016]

Setor	Total Geral	Total energia térmica substituível	Potencial de substituição		Consumo de frio (estimativa)
	tep	tep	(%)	tep	tep
Consumo Final	15 166 780	3 930 121	66,21%	2 602 023	520 053
Agricultura e Pecuária	427 875	15 124			
Agricultura	338 172	11 485	100,00%	11 485	
Pecuária	89 703	3 639			
Indústrias Extrativas	111 645	28 503			
Indústrias Transformadoras	4 361 269	2 811 963			174 451
Alimentação, bebidas e tabaco	445 139	234 813	100,00%	234 813	
Têxteis	254 984	161 532	81,00%	130 841	
Papel e Artigos de Papel	1 366 239	1 062 925	100,00%	1 062 925	
Químicas e Plásticos	432 372	227 840	100,00%	227 840	
Cerâmicas	268 395	217 841	7,00%	15 249	
Vidro e Artigos de Vidro	242 745	197 882	7,00%	13 852	
Cimento e Cal	645 081	493 032	10,00%	49 303	
Metalúrgicas	46 394	25 222	19,00%	4 792	
Siderurgia	165 875	54 540	30,00%	16 362	
Vestuário, Calçado e Curtumes	45 625	18 499	81,00%	14 984	
Madeira e Artigos de Madeira	99 951	21 818	81,00%	17 673	
Borracha	35 171	14 275	100,00%	14 275	
Metal-eleto-mecânicas	243 859	69 488	69,00%	47 947	
Outras Indústrias Transformadoras	69 439	12 256	81,00%	9 927	
Construção e Obras Públicas	260 285	30 593	81,00%	24 780	
Domésticos	5 511 592	0	0%	0	
Serviços	2 552 909	669 592	60,00%	401 755	2 009
Agricultura e Pecuária	1 941 205	374 346	81,00%	303 220	343 593

Assim, para efeitos da identificação do potencial de satisfação por cogeração, consideram-se os seguintes subsectores:

- Subsectores da Indústria transformadora com maior potencial de satisfação, quer pelos valores de consumo de calor, quer pela parcela de calor substituível: Alimentação, Bebidas e Tabaco, Têxteis, Papel e Artigos de Papel, Químicas e Plásticos, Madeira e Artigos de Madeira, Borracha.
- Subsectores dos Serviços onde a utilização de cogeração já tem significado, correspondendo a cerca de 40% do consumo de energia elétrica e de energia térmica (sem combustíveis rodoviários) deste setor.

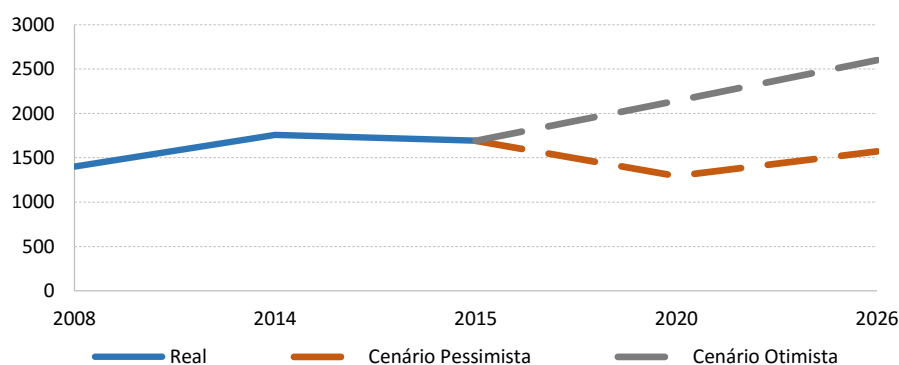
O consumo resultante é de cerca de 1,8 Mtep de calor potencialmente utilizável e 0,25 Mtep de consumo para frio, a que corresponderia entre 2,4 Mtep e 2,9 Mtep de produção térmica das cogerações, ou, com base nos mesmos pressupostos, 11 TWh a 13 TWh de geração (29% do consumo nacional) e 2,4 GW a 3,0 GW de potência instalada, representando assim um acréscimo de 700 MW a 1 300 MW de potência, relativamente à potência instalada atualmente, de 1 759 MW.

Pode ainda antever-se alguma evolução futura deste potencial, no sentido de um ligeiro decréscimo, devido à redução acentuada de consumos prevista para os subsectores da Indústria de Pasta e do Papel (-7,3%), e da Indústria Têxtil (-19,4%), precisamente os dois subsectores com mais relevância no contexto da cogeração, e também de um decréscimo nos consumos para climatização no setor dos Serviços (-10,9%), apesar de um ligeiro crescimento no consumo global desse setor (1,7%). Assim, em 2025 o potencial alcançável será de 2,2 Mtep a 2,7 Mtep de produção térmica das cogerações, ou, 10 TWh a 12 TWh de geração de eletricidade e 2,3 GW a 2,8 GW de potência elétrica instalada.

Potencial económico da cogeração de elevada eficiência

A figura seguinte apresenta o gráfico de evolução do potencial económico para o período 2008 a 2026.

Figura 20 – Cenários de evolução do potencial económico de cogeração até 2026 (MWe) [Fonte: Estudo do potencial de cogeração de elevada eficiência em Portugal, 2016]



Tendo em atenção que as unidades de cogeração em funcionamento em 2014 totalizaram 1 759 MW de potência elétrica instalada, tendo por base o quadro das políticas e medidas existentes, a evolução da cogeração deveria situar-se mais próxima do cenário pessimista do gráfico anterior.

iii. Projeções que têm em consideração as políticas, medidas e programas de eficiência energética existentes, descritos no ponto 1.2. ii), no respeitante ao consumo de energia primária e final para cada setor, pelo menos até 2040 (incluindo o ano de 2030)

Na

Tabela 30 apresenta-se a previsão de evolução do consumo total de Energia Primária em Portugal.

Tabela 30 – Previsão de evolução do consumo total de Energia Primária em Portugal (Mtep): Cenário Políticas existentes [Fonte: DGEG]

	2020	2025	2030	3035	2040
Consumo Total de Energia Primária	22,9	23,8	23,9	24,9	25,4
Consumo Total de Energia Primária sem usos não energéticos	21,9	22,7	22,7	23,7	24,2

Na Tabela 31 apresenta-se a previsão de evolução do consumo de Energia Final por tipo de fonte e por setor de atividade em Portugal.

Tabela 31 – Previsão de evolução do consumo de Energia Final por tipo de fonte e por setor de atividade em Portugal (ktep): Cenário Políticas existentes [Fonte: DGEG]

	2020	2025	2030	3035	2040
Consumo Total de Energia Final	16 412	17 043	17 385	17 754	17 876
Petróleo	8 103	8 250	8 183	8 075	7 668
Electricidade	4 172	4 474	4 753	5 083	5 445
Gás Natural	1 712	1 786	1 837	1 892	1 954
Renováveis	1 060	1 123	1 166	1 209	1 255
Calor	1 257	1 299	1 326	1 359	1 395
Outros (inclui hidrogénio)	108	111	120	136	160
Consumo Total de Energia Final sem usos não-energéticos	15 382	15 946	16 246	16 575	16 655
Transportes	5 591				
Transporte Aéreo Nacional	92	102	113	124	137
Transporte Marítimo Nacional	88	92	95	97	99
Transporte Ferroviário	40	39	39	40	40
Transporte Rodoviário	5 371	5 463	5 455	5 459	5 182
Indústria	4 642	4 798	4 899	5 017	5 152
Doméstico	2 707	2 880	2 999	3 116	3 240
Serviços	2 034	2 152	2 218	2 282	2 354
Agricultura e Pescas	407	420	429	439	451

iv. Níveis ótimos de rentabilidade de requisitos mínimos de desempenho energético a partir de cálculos nacionais, de acordo com o artigo 5.º da Diretiva 2010/31/UE

A Diretiva 2010/31/UE, relativa ao desempenho energético dos edifícios, conhecida por EPBD (*Energy Performance of Buildings Directive*), estabelece que os Estados-Membro devem aplicar uma metodologia comparativa para o cálculo dos níveis ótimos de rentabilidade dos requisitos mínimos de desempenho energético dos edifícios e componentes de edifícios, com vista a manter atualizadas as exigências regulamentares nacionais. Em particular procura-se que os requisitos regulamentares de desempenho energético dos edifícios de referência não sejam inferiores em mais de 15 % aos resultados dos cálculos dos níveis ótimos de rentabilidade.

No seu Anexo I, o Regulamento Delegado (UE) n.º 244/2012 que complementa a EPBD, estabelece que os Estados-Membros devem definir edifícios de referência para edifícios unifamiliares, blocos de apartamentos e edifícios multifamiliares, edifícios para escritórios, e ainda para as outras categorias de edifícios não-residenciais constantes do anexo I, ponto 5, alíneas (d) a (i) da EPBD, para os quais existem requisitos de desempenho energético específicos.

Em Portugal os requisitos regulamentares de desempenho energético de edifícios são fixados em várias Portarias e Despachos associados ao Decreto-Lei n.º 118/2013 de 20 de agosto, que estabelece o Sistema Nacional de

Certificação dos Edifícios (SCE), o Regulamento de desempenho energético dos Edifícios de Habitação (REH) e o Regulamento de desempenho energético dos Edifícios de Comércio e Serviços (RECS).

Com vista a satisfazer a EPBD relativamente às questões de custo-ótimo, foi promovida uma série de estudos sobre edifícios residenciais, de escritórios e hoteleiros.

Concluiu-se em termos gerais que:

- As necessidades de arrefecimento são sempre superiores às necessidades de aquecimento;
- A aplicação de isolamento térmico, embora representando melhorias no desempenho das soluções construtivas, não se traduz em vantagens para o custo-global das soluções ótimas;
- As soluções de custo-ótimo encontradas são soluções com índices de isolamento térmico inferiores aos preconizados pela legislação;
- As soluções de vidro com fator solar mais exigente, com sombreamento pelo exterior correspondem aos menores consumos energéticos;
- Porém, as soluções de custo-ótimo mais eficientes são as de envidraçados duplos com vidro incolor e sombreamento exterior;
- As necessidades de arrefecimento são diminuídas significativamente quando se utilizam lâmpadas LED, bem como a parcela que diz respeito aos consumos de iluminação;
- O sistema de climatização que apresenta menores consumos energéticos é S5 (VRV) (EV3 e EV18). Tal deve-se a que o custo inicial para este sistema é mais elevado; assim, embora os correspondentes valores de COP e EER sejam mais eficientes, as poupanças de energia não conseguem amortizar esse investimento;
- As soluções de ventilação sem recuperação de calor são as de menores consumos energéticos.

Note-se que o edifício de referência foi construído com base nos certificados analisados de hotéis com construção anterior a 1990. Implicou por isso uma forma mais compacta, portanto, de menor fator de forma (razão área/volume da envolvente). Este aspeto poderá ter influência no facto de as soluções sem isolamento serem as de custo-ótimo.

Crê-se que o resultado de que a solução com recuperação de calor não apresenta vantagens em termos de custo ótimo, se deve a dois fatores essenciais:

- Maiores necessidades de climatização para a estação de arrefecimento;
- Desenho em altura do edifício, que impõe maiores perdas de carga na exaustão e consequente aumento do consumo dos ventiladores.

Com base na metodologia adotada, para cenários de custos médios da energia, taxa de desconto de 3%, e um ciclo de vida económico de 20 anos, determinaram-se os resultados de custo global para as variantes selecionadas. A variante de custo-ótimo, apresenta um custo financeiro global entre 388 €/m² em Faro e 425 €/m² no Porto.

Da análise comparativa entre os níveis de rentabilidade ótima e os requisitos regulamentares, concluiu-se que a redução de consumo de energia primária da variante custo-otimizada, em relação ao edifício de referência é de 33% a 35%. Tal indica que é adequada uma revisão das soluções construtivas e requisitos mínimos para as renovações profundas de hotéis construídos antes de 1990, existindo espaço para aumentar as exigências regulamentares do Sistema Nacional de Certificação de Edifícios (SCE) para as renovações substanciais de edifícios hoteleiros.

4.4. Dimensão Segurança Energética

Cabaz energético atual, recursos energéticos domésticos, dependência da importação, incluindo riscos relevantes

Cabaz energético atual e recursos energéticos domésticos

Portugal é caracterizado por não ter reservas de crude (petróleo bruto) nem jazigos de gás natural explorados, ou seja, não existe produção de crude nem de gás natural em território nacional, e no caso do carvão Portugal atualmente já não tem produção própria. Significa isto que, o aprovisionamento destas fontes energéticas para o mercado português é efetuado exclusivamente através de importações de países terceiros.

O Saldo Importador de energia tem vindo a decrescer nos últimos anos, verificando-se uma inversão na tendência que se vinha a verificar até 2005, registando-se uma tcma de -2,4% no período 2007-2016 enquanto que no período 1997-2006 a tcma foi 1,9%. A redução do saldo importador, que tem um impacto positivo na redução da dependência energética externa e por consequência na redução da fatura energética de Portugal, foi motivada pelo aumento da produção doméstica de energia, em particular de fontes endógenas renováveis, que conduziu à redução das importações de carvão e gás natural para a produção de eletricidade. O aumento da capacidade de produção das refinarias nacionais, que permitiu dar uma maior resposta ao consumo interno, contribuiu também para a redução das importações de produtos de petróleo, e por consequência reduzir o saldo importador.

Figura 21 – Evolução das Importações, Exportações e Saldo Importador de energia em Portugal (ktep) [Fonte: DGEG]

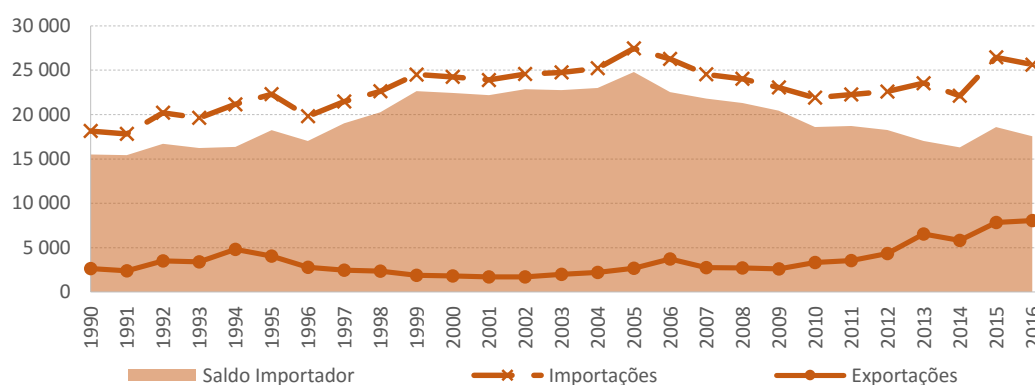


Tabela 32 – Importações, Exportações e Saldo Importador de energia em Portugal (ktep) [Fonte: DGEG]

	2014	2015	2016	% 2014/2015	% 2015/2016
Importações	22 125	26 442	25 630	+19,5%	-3,1%
Exportações	5 824	7 851	8 073	+34,8%	+2,8%
Saldo Importador	16 301	18 591	17 556	+14,0%	-5,8%

Analisando as Importações de produtos energéticos, e no caso do Crude (Petróleo Bruto), em 2016 as importações totais de Crude totalizaram cerca de 13,9 Mton (14 257 ktep), verificando-se uma redução de 0,8% face a 2015, em resultado de um ligeiro decréscimo da atividade do setor da refinação. Em 2016 as importações tiveram como principais origens Angola (22%), Rússia (20%), Azerbaijão (11%) e Cazaquistão (10%), verificando-se uma menor diversificação das origens, não se registando importação da Nigéria e do Congo. Do total das importações, apenas 1,5% das importações tem como origem países da UE.

- No que diz respeito às importações de Produtos de Petróleo, em 2016 as importações totalizaram cerca de 3,5 Mton (3 493 ktep), verificando-se uma redução de 6,3% face a 2015, e incidindo principalmente sobre Gasóleo (27%), Produtos Intermédios (22%), GPL (19%) e Coque de Petróleo (10%). De realçar o aumento significativo das importações de Gasóleo, Asfaltos, Gasolina de Aviação e Solventes, que contrasta com a redução significativa das importações de Jets e Nafta. As principais origens das importações de produtos de petróleo em 2015 foram Espanha (40,7%), Rússia (20,6%) e E.U.A. (9,4%), sendo que 66% das importações teve como origem países da UE.

- No caso do Carvão, em 2015 as importações totalizaram cerca de 5,1 Mton (3 041 ktep), verificando-se uma redução de 8,4% quando comparado com 2015, sendo que a quase totalidade do carvão teve origem na Colômbia (92%). Face a 2015 não se registaram importações da Rússia.
- Quanto ao Gás Natural, em 2016 as importações totalizaram cerca de 4,9 109Nm³ (4 278 ktep), das quais 32% via GNL, 67% via Gasoduto e uma parte muito pouco significativa via camião cisterna. Face a 2015, as importações registaram um aumento de 4,9%, e tiveram como principais origens a Argélia (50%), Nigéria (18%) e Qatar (8%), não se verificando importações de países da UE. Em 2016 verificou-se pela primeira vez a importação de GNL dos Estados Unidos da América (2% do total das importações).
- Relativamente à Eletricidade, em 2015 as importações totalizaram 4 616 GWh (397 ktep), verificando-se uma redução de 42,9% face a 2015. Portugal importa eletricidade apenas de Espanha.
- As importações de Renováveis, que em 2016 incidiram principalmente sobre Biomassa (Lenhas e resíduos vegetais) e Biocombustíveis, totalizaram cerca de 130 ktep e registaram uma redução de 9,72% face a 2015.

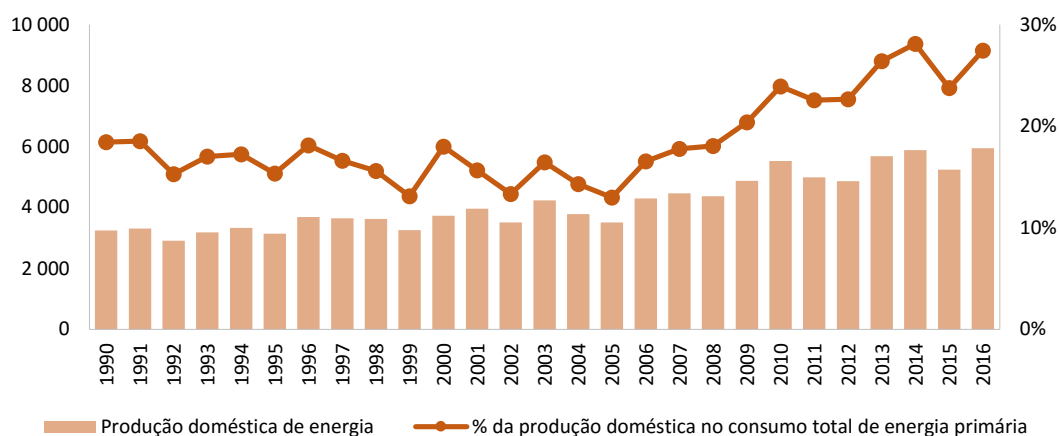
Analisando as Exportações de produtos energéticos:

- Relativamente aos Produtos de Petróleo, constata-se que em 2016 as exportações totalizaram cerca de 7,5 Mton (6 768 ktep), traduzindo-se num aumento de 7,6% face a 2015, o qual incidiu principalmente sobre o Gasóleo (28%), Fuel (23%) e Gasolina (19%). De realçar o aumento significativo nas exportações de Biodiesel, Nafta e Solventes. Os principais destinos das exportações de Produtos de Petróleo em 2016 foram Espanha (27%), E.U.A. (15%) e Holanda (11%), sendo que 62% das importações tem como origem países da UE.
- Relativamente à Eletricidade, em 2016 as exportações totalizaram 9 701 GWh (834 ktep), verificando-se um aumento de 66,9% face a 2015. Portugal apenas exporta eletricidade para Espanha.
- As exportações de Renováveis (Biomassa e Biocombustíveis) em 2016 totalizaram cerca de 343 ktep, verificando-se uma redução de 2,6% face a 2015.

A Produção Doméstica de energia tem vindo a registar um crescimento nos últimos anos, registando-se uma taxa de 3,3% no período 2007-2016 acentuando o crescimento que se verificou na década anterior (1,8% no período 1997-2006). O aumento da produção doméstica de energia tem tido um impacto no positivo na redução da dependência energética externa por redução das importações de carvão e gás natural para a produção de eletricidade.

Em 2016 a produção doméstica de energia foi de 5 949 ktep, verificando-se um aumento de 13,5% face a 2015, como consequência de um ano hidrológico muito favorável que se caracteriza por uma maior disponibilidade de recursos hídricos para a produção de eletricidade. Face ao CEP, a produção doméstica de energia representou cerca de 27% (+3,6 p.p. face ao valor registado em 2015), verificando-se que na última década, 2007-2016, a produção doméstica representou em média cerca de 23% do CEP face a uma média de 15% no período 1997-2006.

Figura 22 - Evolução da Produção Doméstica de energia em Portugal (ktep) [Fonte: DGEG]



Desagregando a produção doméstica de energia por tipo de fonte, destaque para a biomassa que representou cerca de 45% da produção total em 2016, seguido da hídrica (24%) e da eólica (18%).

Tabela 33 - Produção Doméstica de energia em Portugal por tipo de fonte (ktep) [Fonte: DGEG]

	2014	2015	2016	% 2014/2015	% 2015/2016
Produção Doméstica de Energia	5 880	5 243	5 949	-10,8%	+13,5%
Hídrica	1 411	843	1 454	-40,3%	+72,5%
Eólica	1 042	998	1 073	-4,2%	+7,5%
Solar	131	149	155	+13,5%	+4,0%
Geotérmica	18	18	15	-0,9%	-16,7%
Biomassa ³⁷	2 701	2 677	2 672	-0,9%	-0,2%
Biogás	82	83	80	+0,7%	-3,6%
Biocombustíveis	301	321	298	+6,5%	-7,2%
Outros ³⁸	195	155	203	-20,1%	+31,0%
% da produção doméstica no CEP	28,1%	23,8%	27,4%	-4,3 p.p.	-4,3 p.p.

i.2. Dependência energética

Um dos principais desafios e objetivos da atual política energética nacional passa por reduzir a dependência energética do exterior. Historicamente, Portugal apresenta uma dependência energética elevada, entre 80% e 90%, fruto da inexistência de produção nacional de fontes de energia fósseis, como o Petróleo ou Gás Natural, que têm um peso muito significativo no mix de consumo de energia. A aposta nas energias renováveis e na eficiência energética, com maior incidência nos últimos anos, tem permitido a Portugal baixar a sua dependência para níveis inferiores a 80%. No entanto, a variabilidade do regime hidrológico, associado a uma grande componente hídrica no sistema electroprodutor nacional, influencia negativamente a dependência energética em anos secos, como foi o caso do ano 2005 ou 2008.

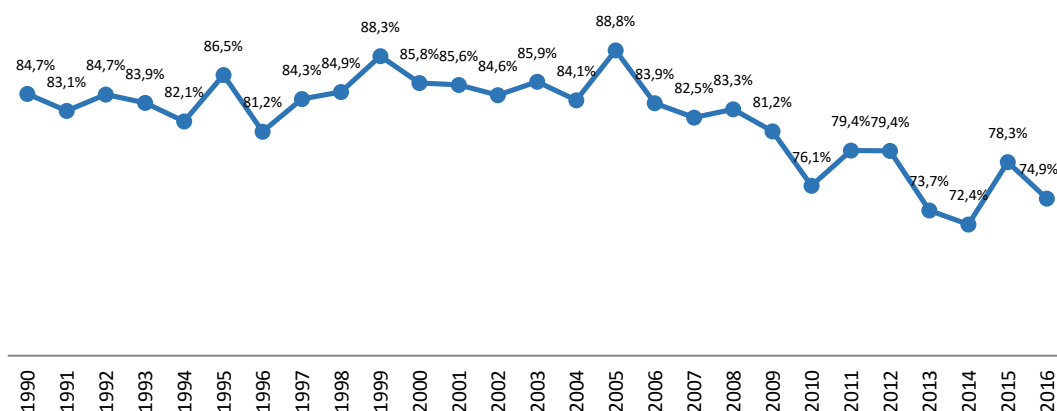
Em 2016 a dependência energética situou-se em 74,9%, representando uma redução de 3,4 p.p. face a 2015 e uma redução de 13,9 p.p. face a 2005, ano em que se verificou a dependência energética mais elevada dos últimos anos. Esta redução na dependência energética resulta em grande parte de uma maior produção de eletricidade de origem renovável, em particular a hídrica e a eólica, conduzindo a uma redução do consumo de carvão para a produção de eletricidade com impacto direto da redução das importações. Outro fator que

³⁷ Inclui Lenhas e Resíduos Vegetais, Resíduos Sólidos Urbanos e Licores Sulfitivos

³⁸ Inclui Resíduos Não-Renováveis e Outras Renováveis

contribuiu para a redução da dependência energética prende-se com um decréscimo das importações de produtos de petróleo.

Figura 23 – Evolução da Dependência Energética externa de Portugal [Fonte: DGEG]



i.3 - Riscos relevantes para o aprovisionamento de energia em Portugal

Como já referido anteriormente, Portugal atualmente não explora nem produz carvão, petróleo ou gás natural, pelo que, o aprovisionamento destas fontes energéticas para o mercado português é efetuado exclusivamente através de importações de países terceiros.

O índice de Herfindahl Hirschman aplicado às fontes de aprovisionamento (IHHa) permite medir a sua maior ou menor concentração, e portanto, o grau de diversificação das origens de uma determinada fontes de energia. Quanto menor for o seu valor (escala de 0 a 1)³⁹ menor será o grau de concentração e, portanto, maior será o grau de diversificação das fontes de aprovisionamento.

- No caso do Carvão, o IHHa em 2016 foi de 0,847 o que demonstra um elevado grau de concentração dos fornecedores, que resulta do facto de Portugal ter importado cerca de 92% do carvão que consumiu em 2016 apenas de um fornecedor, a Colômbia. Uma vez que o principal fornecedor de carvão não apresenta grande risco geopolítico, significa que não se preveem riscos significativos de disrupção no abastecimento, além de que até 2030 está previsto o descomissionamento das centrais a carvão.
- No caso do Petróleo Bruto (Crude), o IHHa em 2016 foi de 0,135 o que demonstra um grau reduzido de concentração de fornecedores. No que respeita às importações de Petróleo Bruto, Portugal apresenta uma carteira bem diversificada de fornecedores, sendo que o principal fornecedor contribuiu com cerca de 22% das importações de petróleo em 2015. De realçar que atualmente os principais fornecedores não apresentam grandes riscos geopolíticos, significando que não estão previstos riscos significativos de disrupção no abastecimento.
- No caso dos Produtos de Petróleo, o IHHa em 2016 foi de 0,239 o que demonstra um grau de concentração moderado de fornecedores. Relativamente às importações de Produtos de Petróleo, Portugal apresenta uma carteira muito bem diversificada de fornecedores, no entanto, o principal fornecedor contribuiu com cerca de 43% das importações de produtos de petróleo em 2016. De realçar que atualmente os principais fornecedores não apresentam quaisquer riscos geopolíticos, o que significa que não se preveem riscos significativos de disrupção no abastecimento.
- No caso do Gás Natural, o IHHa em 2016 foi de 0,336 o que demonstra um grau elevado de concentração de fornecedores. Relativamente às importações de Gás Natural, Portugal apresenta uma carteira

³⁹ IHHa < 0,15: Reduzida concentração de fornecedores; 0,15 < IHHa < 0,25: Moderada concentração de fornecedores; IHHa > 0,25: Elevada concentração de fornecedores

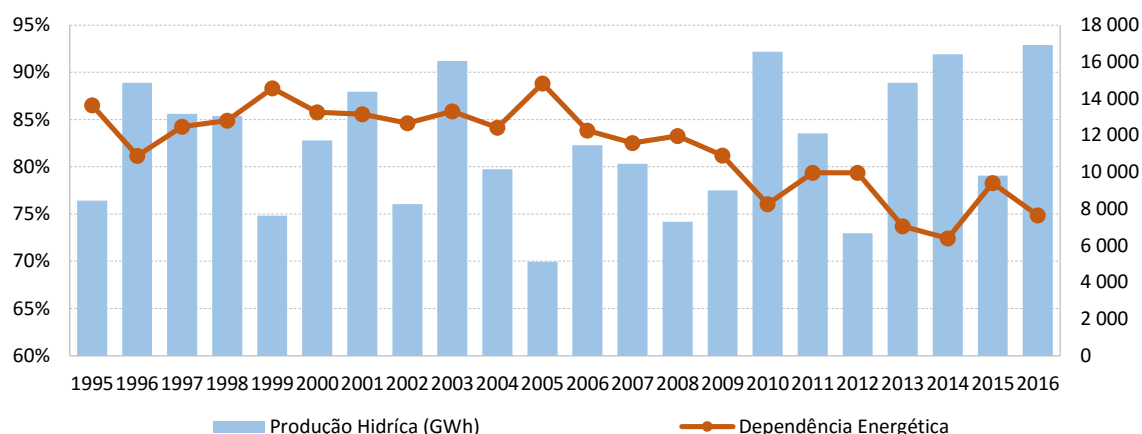
moderadamente diversificada de fornecedores, sendo que o principal fornecedor contribuiu com cerca de 50% das importações de gás natural em 2016. De realçar que atualmente os principais fornecedores apresentam alguns riscos geopolíticos, no caso da Nigéria e da Argélia, mas existe capacidade de armazenamento e possibilidade de recorrer ao mercado spot para suprir eventuais falhas no abastecimento, pelo que não se preveem riscos muito significativos de interrupção no abastecimento.

Para avaliar as questões relativas à garantia da segurança do aprovisionamento e o correto funcionamento do mercado de gás natural, é efetuada uma Avaliação dos Riscos que afetam a segurança do aprovisionamento Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN). Esta avaliação, que era efetuada de 2 em 2 anos, sendo agora efetuada de 4 em 4 anos, com a publicação do Regulamento (IE) 2017/1938 de 25 de outubro (ver o ponto 2.3 deste Plano), tem em consideração as circunstâncias nacionais e regionais pertinentes, como seja a dimensão do mercado, a configuração da rede, os fluxos de entrada e saída do Estado-Membro, a presença de armazenamento e o papel do gás no cabaz energético, em particular no que se refere à produção de eletricidade e ao funcionamento da indústria, e na qual são elaborados cenários com procura excecionalmente elevada e contextos de perturbação do aprovisionamento de gás decorrentes da falha das principais infraestruturas de oferta. No seguimento da Avaliação de Riscos, é elaborado um Plano Preventivo de Ação que pretende definir as medidas adequadas para a eliminação ou atenuação dos riscos identificados nos cenários de risco da Avaliação de Riscos do SNGN, bem como um Plano de Emergência, que detalha medidas de atuação para vários níveis de crise, atribuindo responsabilidades aos intervenientes no sistema para fazer face aos eventos de risco identificados e salvaguardar o aprovisionamento. Relembra-se que de acordo com o referido regulamento está igualmente perspetivada a elaboração de uma avaliação de risco comum, de dimensão regional, para identificação e estudo dos principais riscos que afetam determinadas regiões da UE (designados por grupos de risco).

O grau de diversificação dos pontos de oferta, medido através do índice de Herfindahl Hirschman aplicado à capacidade (IHHc) permite medir (na escala de 0 a 1) a maior ou menor grau de concentração da capacidade nos pontos de entrada da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural e, portanto, o grau de diversificação da capacidade disponibilizada aos agentes de mercado e comercializadores que garantem o fornecimento do sistema. Quanto menor for o seu valor, maior será o grau de diversificação da capacidade dos pontos de oferta. Em 2016 o IHHc foi de 0,560 o que demonstra um grau moderado de concentração ao nível dos pontos de entrada de gás em Portugal.

Quanto à eletricidade, historicamente, a sua produção em Portugal teve sempre uma elevada contribuição das centrais hidroelétricas. Em 2016 o peso da hídrica na produção bruta de eletricidade foi de 28% que contrasta com os 19% registados em 2015, uma vez que 2016 foi considerado um ano húmido (IPH = 1,33) enquanto 2015 foi considerado um ano seco (IPH = 0,74). Em resultado de uma menor disponibilidade de recursos hídricos para a produção de eletricidade, resultante de um ano seco, Portugal regista uma maior dependência energética, uma vez que terá de recorrer à importação de Gás Natural e Carvão para a produção de eletricidade, resultando numa maior dependência energética e aumento da fatura energética. Nos últimos anos, com a diversificação das fontes renováveis para a produção de eletricidade, em particular a Eólica, bem como a construção de novos aproveitamentos hidroelétricos reversíveis, ou seja, centrais hídricas dotados de equipamentos de bombagem que permitem aproveitar o excesso de produção eólica produzida em horas de menor consumo e dessa forma armazenar energia para ser utilizada em horas de maior consumo, permitiu atenuar o impacto dos anos secos no sistema electroprodutor. A figura seguinte ilustra a evolução da dependência energética externa por comparação com a produção bruta de eletricidade hídrica.

Figura 24 – Relação entre a Dependência Energética do exterior e a Produção de Eletricidade de origem Hídrica [Fonte: DGEG]



Aplicando o índice de Herfindahl Hirschman (IHHc) à capacidade de oferta do Sistema Electroprodutor nacional, constata-se que em 2016 o IHHc para o sistema electroprodutor foi de 0,232 o que demonstra um grau moderado de concentração ao nível das fontes de produção de eletricidade em Portugal.

Ao nível de outros potenciais riscos no setor elétrico, avalia-se o índice de concentração da produção. A quota de mercado do maior produtor de eletricidade em 2016 foi aproximadamente 47%, o que significa que um único produtor de eletricidade concentra em si cerca de 47% da produção de eletricidade. Futuramente com a publicação do Regulamento Europeu da preparação para o risco no setor da eletricidade (perspetivado para final de 2018) será definida a obrigação de avaliações de risco e cenários de crise e consequente definição de planos de preparação para o risco com a definição das medidas a implementar para prevenção e resposta a situações de perturbação do abastecimento (ver ponto 2.3 do presente Plano).

i.4. Sistema Electroprodutor nacional

Em 2016 o **Sistema Electroprodutor nacional** registou uma produção bruta de eletricidade de 60,3 TWh, verificando-se um aumento de 15,0% face a 2015. Da produção total de eletricidade, cerca de 56% teve origem em fontes renováveis de energia, com maior incidência na hídrica e na eólica que no seu conjunto representaram cerca de 49% de toda a produção nacional de eletricidade em 2016, seguido do carvão (21%) e do gás natural (21%). Na última década, 2007-2016, a produção total de eletricidade registou uma tcma de 2,7%, enquanto que a produção de origem renovável e de origem térmica não renovável registaram tcma de 8,1% e -1,5% respetivamente. Destaque para o fato de Portugal ter registado um saldo exportador de 5 085 GWh em 2016, em resultado de uma maior disponibilidade de recursos renováveis, em particular a hídrica, e de se ter registado um aumento significativo da procura de eletricidade em Espanha e França motivado pela redução muito significativa da contribuição das centrais nucleares. A produção de eletricidade por centrais de cogeração, embora venha a registar um decréscimo ano após ano, desempenha ainda um papel relativamente significativo no sistema electroprodutor, uma vez que contribuiu com cerca de 12% da eletricidade produzida em Portugal em 2016.

Tabela 34 – Produção Bruta de Eletricidade em Portugal (GWh) [Fonte: DGEG]

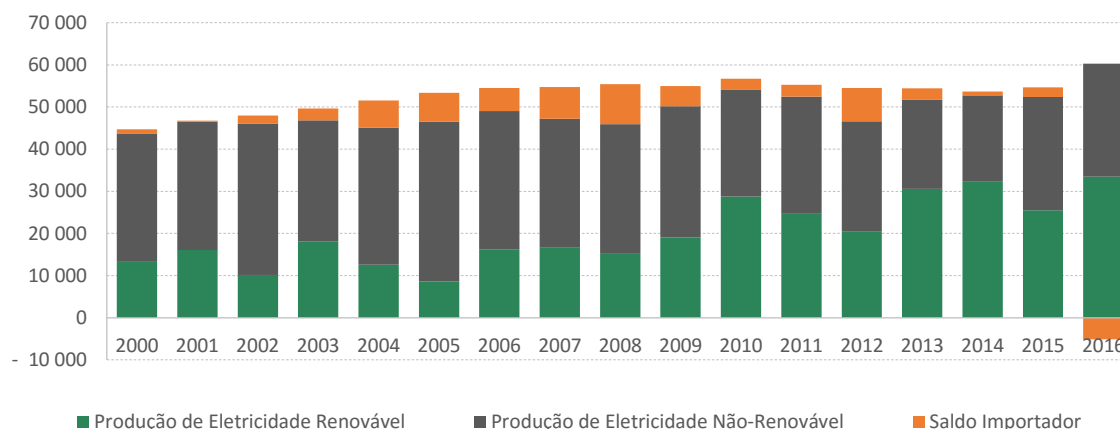
	2014	2015	2016	% 2014/2015	% 2015/2016
Produção Bruta de Eletricidade	52 803	52 424	60 278	-0,7%	+14,7%
Térmica não-renovável	20 399	26 910	26 831	+31,9%	-0,3%
Carvão	11 952	14 727	12 630	+23,2%	-14,2%
Petróleo	1 484	1 312	1 299	-11,6%	-1,0%
da qual em cogeração	616	466	420	-24,4%	-9,9%
Gás Natural	6 708	10 563	12 582	+57,5%	+19,1%

<i>da qual em cogeração</i>	5 076	4 957	4 827	-2,3%	-2,6%
Outros Não Renováveis	255	308	320	+20,8%	+3,9%
<i>da qual em cogeração</i>	14	16	15	+14,3%	-6,3%
Renovável	32 404	25 514	33 447	-21,3%	+31,1%
Hídrica	16 412	9 800	16 909	-40,3%	+72,5%
Eólica	12 111	11 608	12 474	-4,2%	+7,5%
Biomassa	3 049	3 104	3 070	+1,8%	-1,1%
<i>da qual em cogeração</i>	1 778	1 738	1 738	-2,2%	-
Solar	627	799	822	+27,4%	+2,9%
Geotermia	205	204	172	-0,5%	-15,5%
Consumo próprio das centrais	1 276	1 480	1 469	16,0%	-0,7%
Bombagem hidroelétrica	1 081	1 460	1 520	35,1%	+4,1%
Saldo importador	902	2 266	-5 085	151,2%	-324,4%
Perdas de transporte e distribuição	5 208	4 890	4 881	-6,1%	-0,2%
% FER (real)	61,6%	47,9%	55,5%	-13,6 p.p.	+7,6 p.p.
% da produção de eletricidade por cogeração	14,2%	13,7%	11,6%	-0,5 p.p.	-2,1 p.p.
Disponível para Consumo Final	46 140	46 860	47 323	+1,6%	+1,0%

NOTA: Outros Não Renováveis inclui resíduos industriais e a parte não renovável dos resíduos sólidos urbanos. Biomassa inclui resíduos vegetais/florestais, licres sulfíticos, biogás e a parte renovável dos resíduos sólidos urbanos

NOTA: A produção renovável inclui produção a partir da energia das ondas

Figura 25 – Evolução da Produção Bruta de Eletricidade e do Saldo Importador em Portugal (GWh) [Fonte: DGEG]



Na componente renovável da produção de eletricidade, a hídrica contribui com cerca de 51%, seguido da eólica com 37%, a Biomassa com 9%, o Solar com 2% e a Geotermia, cuja produção se verifica apenas na Região Autónoma dos Açores, com 1%. Na componente térmica não-renovável, o Carvão e o Gás Natural têm igual peso na produção, 47%, enquanto o Petróleo, cuja produção de eletricidade se verifica maioritariamente nas Regiões Autónomas, representa apenas 5%.

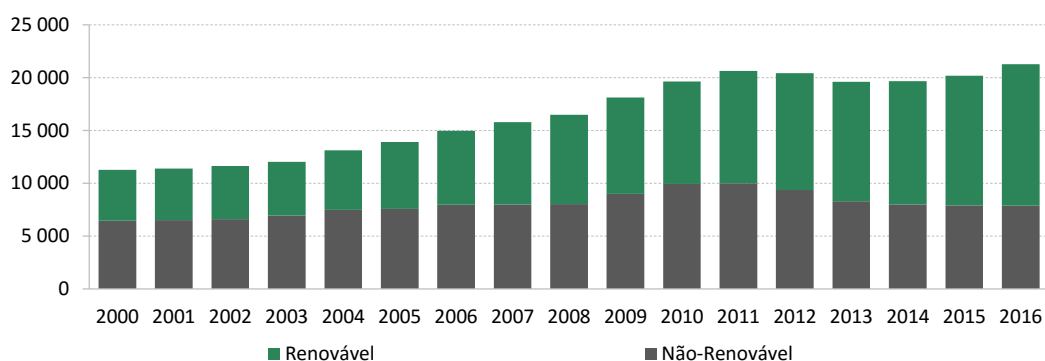
No que diz respeito à capacidade instalada para a produção de eletricidade, Portugal registou em 2016 um total de 21 276 MW dos quais cerca de 63% (13 388 MW) dizem respeito a tecnologias renováveis, verificando-se um aumento de 5,3% face a 2015, equivalente a mais 1 075 MW, principalmente em resultado da entrada em exploração de uma nova central hidroelétrica. Do total da capacidade instalada, cerca de 32% (6 838 MW) corresponde às centrais hidroelétricas, com uma importante componente de bombagem que permite absorver excesso de produção e armazenar energia renovável, cerca de 25% (5 313 MW) de eólica e cerca de 24% (5 001 MW) em centrais termoelétricas a gás natural. Na última década, 2007-2016, a capacidade total instalada para a produção de eletricidade registou um aumento de cerca de 5,5 GW, que no caso das renováveis registou um aumento de cerca de 5,6 GW e a térmica não renovável registou apenas um ligeiro decréscimo de cerca de 70 MW.

Tabela 35 – Capacidade instalada para a produção de eletricidade por tipo de fonte em Portugal (MW) [Fonte: DGEG]

	2014	2015	2016	% 2014/2015	% 2015/2016
Total de Capacidade instalada	19 682	20 201	21 276	+2,6% (+519 MW)	+5,4% (+1 075 MW)
Térmica não-renovável	8 003	7 908	7 887	-1,2% (-96 MW)	-0,3% (-20 MW)
Carvão	1 871	1 871	1 871	-	-
Petróleo	1 109	1 073	1 016	-3,3% (-36 MW)	-5,3% (-57 MW)
da qual em cogeração	375	339	271	-9,6% (-36 MW)	-20,0% (-68 MW)
Gás Natural	5 023	4 964	5 001	-1,2% (-59 MW)	+0,7% (+37 MW)
da qual em cogeração	961	905	942	-5,9% (-57 MW)	+4,1% (+37 MW)
Renovável	11 679	12 293	13 388	+5,3% (+615 MW)	+8,9% (+1 095 MW)
Hídrica	5 572	6 054	6 838	+8,7% (+482 MW)	+12,9% (+784 MW)
da qual em bombagem	1 406	1 776	2 711	+26,3% (+370 MW)	+52,6% (+935 MW)
Eólica	4 953	5 034	5 313	+1,6% (+81 MW)	+5,5% (+279 MW)
Biomassa	706	726	742	+2,8% (+20 MW)	+2,2% (+16 MW)
da qual em cogeração	423	436	442	+3,1% (+10 MW)	+3,2% (+14 MW)
Solar	419	451	467	+7,6% (+32 MW)	+3,6% (+16 MW)
Geotermia	29	29	29	-	-
% FER	59,3%	60,9%	62,9%	+1,6 p.p.	+2,0 p.p.
% de cogeração	8,9%	8,3%	7,8%	-0,6 p.p.	-0,5 p.p.

NOTA: Petróleo fuelóleo, gás refinaria, gasóleo, resíduos industriais e propano. Biomassa inclui resíduos vegetais/florestais, licores sulfíticos, biogás e resíduos sólidos urbanos (parte renovável)

Figura 26 – Evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade em Portugal por tipo de fonte (MW) [Fonte: DGEG]

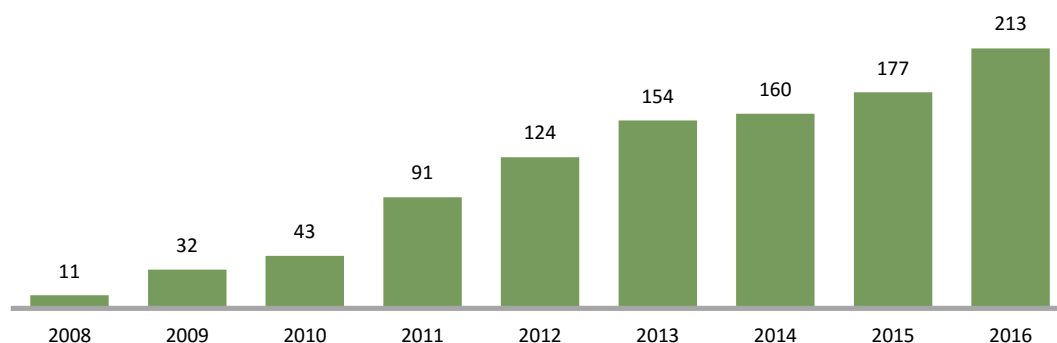


Na componente renovável da capacidade instalada para a produção de eletricidade, a hídrica contribui com cerca de 51%, seguido da eólica com 40%, a Biomassa com 6%, a Solar com 3% e a Geotermia, localizada apenas na Região Autónoma dos Açores, com 0,2%. Na componente térmica não-renovável, o Gás Natural contribui com 63% da capacidade, o Carvão com 24% e o Petróleo, utilizado maioritariamente nas Regiões Autónomas, representa 13%. A figura seguinte ilustra o *mix* de capacidade instalada para a produção de eletricidade em Portugal em 2016.

Portugal tem vindo a apostar na produção descentralizada de energia através de unidades de produção, existindo atualmente um quadro legal único que enquadra a atividade de produção de eletricidade, destinada ao consumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à RESP, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, bem como a atividade de produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência a partir de recursos renováveis. A produção através de unidades de produção descentralizada corresponde a um regime de produção de energia elétrica, previsto no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, realizado ao nível local das instalações de consumo (habitação e indústria) permitindo a distribuição da produção. As UP dividem-se em dois regimes: (i) Autoconsumo (Unidades de Produção para Autoconsumo - UPAC), pela qual se satisfazem as necessidades de consumo da instalação, podendo eventuais

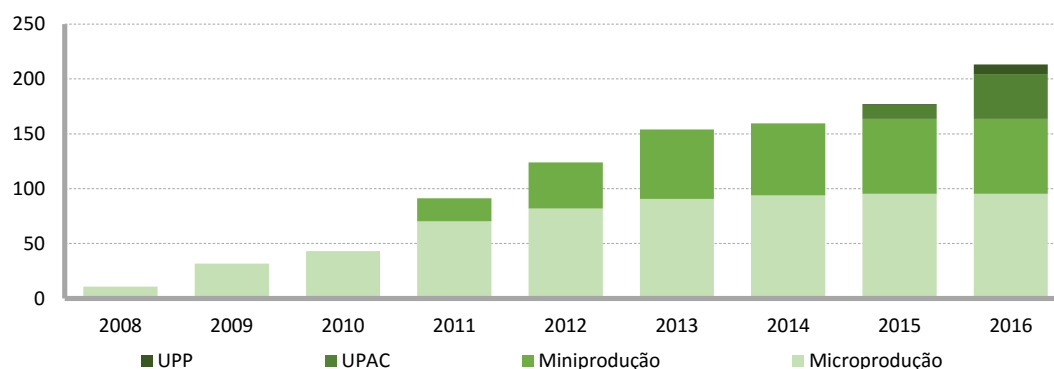
excedentes da produção ser injetados na rede, e (ii) Pequena Produção (Unidades de Pequena Produção - UPP) através da qual vende a totalidade da energia produzida diretamente à rede. A capacidade instalada de produção descentralizada que inclui, além das UPP e UPAC, os antigos regimes de miniprodução e microprodução, totalizava no final de 2016 com cerca de 213 MW instalados, como mostra a figura seguinte.

Figura 27 – Evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade através de UP em Portugal (MW) [Fonte: DGEG]



Relativamente aos diferentes regimes da produção descentralizada, no final de 2016 encontravam-se instalados cerca de 95 MW em microprodução, cerca de 68 MW em miniprodução, cerca de 48 MW em UPAC e cerca de 40 MW em UPP, e cuja evolução se ilustra na figura seguinte.

Figura 28 – Evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade através de UP em Portugal por tipo de regime (MW) [Fonte: DGEG]



A produção de energia térmica, calor, em Portugal efetua-se exclusivamente a partir de centrais de cogeração. Em 2016 a produção total de calor foi cerca de 61,7 EJ, verificando uma redução de 4,5% relativamente a 2015. A grande fatia da produção encontra-se associada a processos industriais, sendo que a produção de calor na indústria representa a quase totalidade da produção de energia térmica em 2016. Na sua grande maioria o calor produzido destina-se a ser consumido localmente, salvo raras exceções em que o calor alimenta locais de consumo próximos da respetiva produção. Do total do calor produzido em 2016, cerca de 60% teve origem em fontes renováveis, neste caso a Biomassa.

Tabela 36 – Produção de energia Térmica em Portugal (TJ) [Fonte: DGEG]

	2014	2015	2016	% 2014/2015	% 2015/2016
Total de Energia Térmica produzida	62 344 751	64 657 685	61 733 267	3,7%	-4,5%
<i>Por tipo de fonte:</i>	-	-	-	-	-
Petróleo	5 219 707	8 284 939	2 074 292	58,7%	-75,0%
Gás Natural	23 608 636	21 538 137	22 855 388	-8,8%	+6,1%
Biomassa	33 516 409	34 834 609	36 803 587	+3,9%	+5,7%
% FER	53,8%	53,9%	59,6%	+0.1 p.p.	+5.7 p.p.

% de cogeração	100%	100%	100%	-	-
----------------	------	------	------	---	---

NOTA: A distribuição foi feita pelo combustível principal utilizado na central. Isto quer dizer que, mesmo que uma central consuma mais do que um combustível, a energia térmica produzida foi toda imputada a um só combustível.

O consumo total de energia para a produção de eletricidade e calor em 2016 situou-se nos 7 328 ktep, verificando-se um ligeiro decréscimo de 1,1% face a 2015, e do qual 39% corresponde ao consumo de carvão, 33% de gás natural, 22% de biomassa, 4% de petróleo e 2% de resíduos não-renováveis.

ii. Projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, pelo menos até 2040 (incluindo para o ano de 2030)

Tabela 37 – Previsão de evolução da capacidade instalada no sistema electroprodutor nacional para a produção de eletricidade por tipo de fonte em Portugal (GW): Cenário Políticas existentes [Fonte: DGEG]

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Térmica não-renovável	5.7	5.7	5.7	3.9	3.9	3.9
Renovável	11.7	14.7	17.1	18.0	18.0	18.1
Hidroelétrica	6.0	7.0	8.2	9.0	9.0	9.0
Eólica	0.4	1.8	2.8	2.9	3.0	3.0
Solar	5.0	5.4	5.6	5.6	5.6	5.6
Outras Renováveis^[1]	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
TOTAL^[2]	17.4	20.4	22.7	21.9	21.9	22.0

[1] Inclui Biomassa, Biogás, Resíduos (50% da produção por via dos resíduos não é renovável), Geotermia e Ondas

[2] Não inclui cogeração

4.5. Dimensão Mercado Interno da Energia

4.5.1. Interligações elétricas

i. Nível atual de interligação e principais interligações

No que diz respeito às interligações de eletricidade da RNT, Portugal conta atualmente com 6 linhas a 400 kV e 3 linhas a 220 kV que interligam Portugal e Espanha, como ilustra a tabela seguinte.

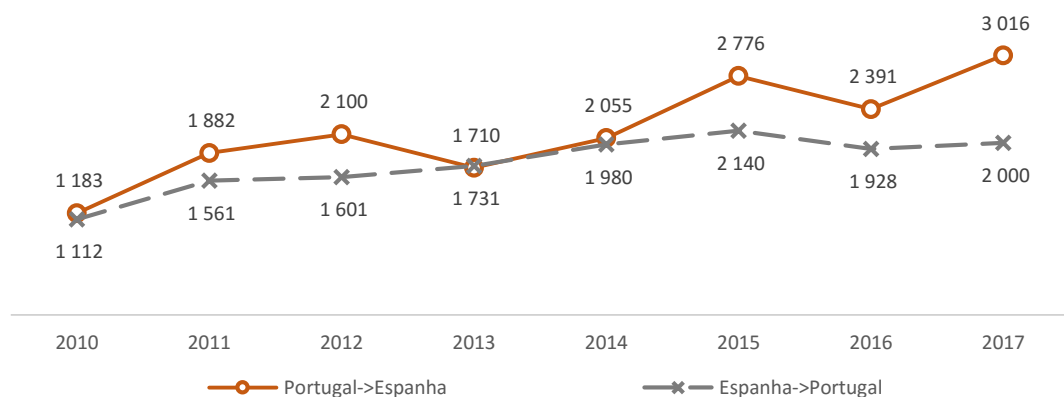
Tabela 38 - Capacidade técnica das linhas de interligações em MAT entre Portugal (PT) e Espanha (ES) em 31-dez-2017 [Fonte: REN, "Capacidades indicativas de interligação para fins comerciais para o ano de 2017"]

Interligação	Nível de Tensão (kV)	Capacidade Inverno (MVA)	Capacidade Verão (MVA)
Alto Lindoso (PT) – Cartelle 1 (ES)	400	1 386	1 386
Alto Lindoso (PT) – Cartelle 2 (ES)	400	1 386	1 386
Lagoaça (PT) – Aldeadávila 1 (ES)	400	1 706	1 469
Falagueira (PT) – Cedillo (ES)	400	1 386	1 300
Alqueva (PT) – Brovales (ES)	400	1 386	1 280
Tavira (PT) – Guzman (ES)	400	1 386	1 386
Pocinho (PT) – Aldeadávila 1 (ES)	220	435	374
Pocinho (PT) – Aldeadávila 2 (ES)	220	435	374
Pocinho (PT) – Saucelle (ES)	220	430	360
Lindoso (PT) – Conchas (ES) ⁴⁰	130	131	90

⁴⁰ Linha que em regime normal de operação está desligada

A capacidade de interligação elétrica entre Portugal e Espanha tem evoluído favoravelmente nos últimos anos de forma a dar resposta às solicitações do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), que se traduz numa maior capacidade de interligação disponível para fins comerciais⁴¹. Em 2017 registou-se um valor médio de capacidade comercial de interligação na ordem dos 3 016 MW no sentido Portugal-Espanha e na ordem dos 2 000 MW no sentido Espanha-Portugal, como mostra o gráfico seguinte.

Figura 29 - Evolução do valor médio anual da capacidade Comercial de Interligação entre Portugal e Espanha (MW) [Fonte: REN]



No que diz respeito ao nível de interligação para dar cumprimento ao objetivo da COM, que passa por atingir 10%⁴² de interligações elétricas em 2020 e 15% em 2030, Portugal tem registado uma evolução favorável como mostra a tabela seguinte.

Tabela 39 - Rácio entre a capacidade de interligação e a capacidade instalada no sistema electroprodutor em Portugal [Fonte: REN, análise DGEG]

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Portugal – Espanha⁴³	5,0%	6,6%	6,9%	7,7%	8,9%	9,2%	7,9%	8,1%

No entanto, e apesar de Portugal registar uma evolução favorável no que respeita ao nível de interligação com Espanha, o mesmo não sucede em relação ao nível de interligação entre a Península Ibérica e França que se encontra ainda muito longe de atingir 10% em 2020, como mostra a tabela seguinte. A ambição de Portugal e da Península Ibérica, em assegurar uma efetiva e robusta ligação ao mercado europeu de energia está comprometida devido ao estrangulamento que se continua a verificar na interligação entre Espanha e França através dos Pirenéus.

Tabela 40 - Rácio entre a capacidade de interligação e a capacidade instalada no sistema electroprodutor entre a Península Ibérica e França [Fonte: REN, REE, análise DGEG]

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Península Ibérica⁴⁴ – França	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,9%	1,9%

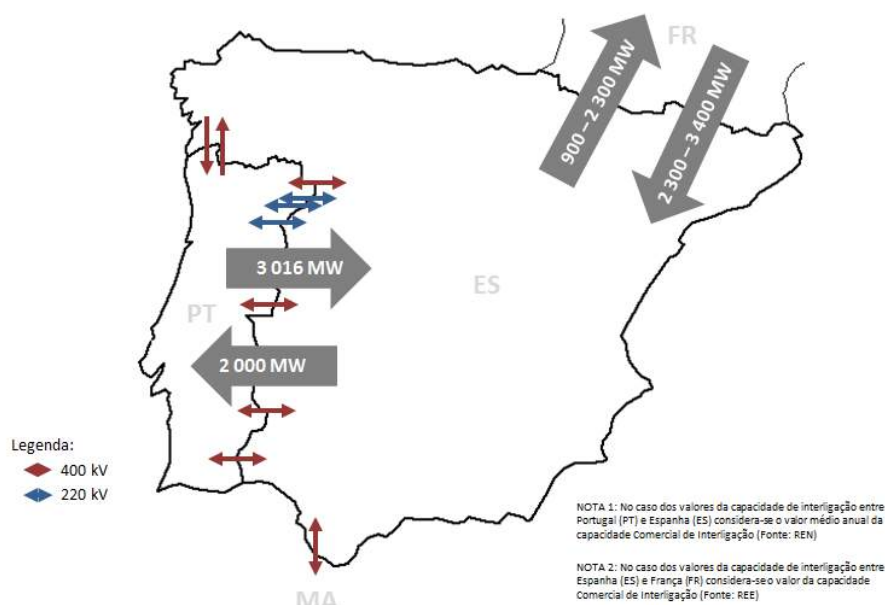
⁴¹ Nota: A capacidade comercial de interligação com Espanha (NTC "Net Transfer Capacity") define-se como a capacidade livre para transações comerciais de energia elétrica entre Portugal e Espanha. De acordo com o estipulado pela ENTSO-E, a NTC representa o valor mínimo mais provável de capacidade livre garantido para trocas comerciais, imposto por restrições das redes de transporte. A determinação da NTC é efetuada de acordo com pressupostos de cenarização do funcionamento da rede em ambiente de mercado, tendo presente as condições de aceitabilidade e segurança de operação do sistema ibérico interligado em situações de contingência conforme os critérios previamente estabelecidos. De salientar que o valor de capacidade comercial nem sempre resulta de restrições de rede, mas de outras condições, quer de limitações dos parques electroprodutores portugueses e/ou espanhol, quer do valor de consumo disponível para ser abastecido em mercado.

⁴² Objetivo medido com o rácio entre a capacidade total de interligação no sentido da importação e a capacidade instalada no sistema electroprodutor. A metodologia de cálculo ainda se encontra em discussão na Comissão Europeia

⁴³ Calculado de acordo com a metodologia ENTSO-E baseado no relatório SOAF ("For system adequacy purposes, Simultaneous Interconnection Transmission Capacity is based on 80 % of expected NTC between Portugal – Spain")

⁴⁴ Inclui capacidade instalada de Portugal e Espanha e considera ainda 100% da capacidade comercial de interligação (NTC).

Figura 30 – Interligações elétricas na Península Ibérica [Fonte: REN, REE]



ii. Projeções ligadas aos requisitos da expansão das interligações até, pelo menos, 2040 (incluindo para o ano de 2030)

Tal como indicado no ponto 2.4.1 deste Plano, de acordo com o definido nos RMSA-E 2018, tendo em conta os compromissos existentes, perspetiva-se a seguinte evolução de capacidade comercial de interligação (em MW):

Tabela 41 – Evolução prevista de capacidade comercial de interligação [Fonte: REN]

Ano	Portugal -> Espanha (MW)	Espanha -> Portugal (MW)
2018	2 600	2 000
2022	3 000 ²	3 000 ²
2027	3 200 ³	3 600 ³
2030	3 200 - 3 500 ⁴	3 600 – 4 200 ⁴
2040	3 500 – 4 000 ⁵	4 200 – 4 700 ⁵

Notas:

(1) Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulação de cenários representativos da rede. Na prática, em situações de déficit de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema, ou indisponibilidade relevantes de elementos de rede ou elevada produção renovável em períodos de menor consumo, estes valores podem vir a ser inferiores.

(2) Após concretização da futura linha de interligação a 400 kV Ponte de Lima (PT) – Fontefria (ES).

(3) Estimativa com base em análises efetuadas considerando as evoluções previstas no longo prazo ao nível da procura, da oferta, dos fluxos transfronteiriços e da própria estrutura física das redes, nos sistemas português e espanhol.

(4) Intervalo estimado com base em análises efetuadas no âmbito do TYNDP 2016 e reconfirmados no TYNDP 2018.

(5) Valor estimado com base em análises efetuadas nos cenários ‘Sustainable Transition’ e ‘Distributed Generation’ do TYNDP 2018, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

4.5.2. Infraestrutura de transporte da energia

i. Características principais da infraestrutura existente de transporte da eletricidade e do gás

i.1. Eletricidade

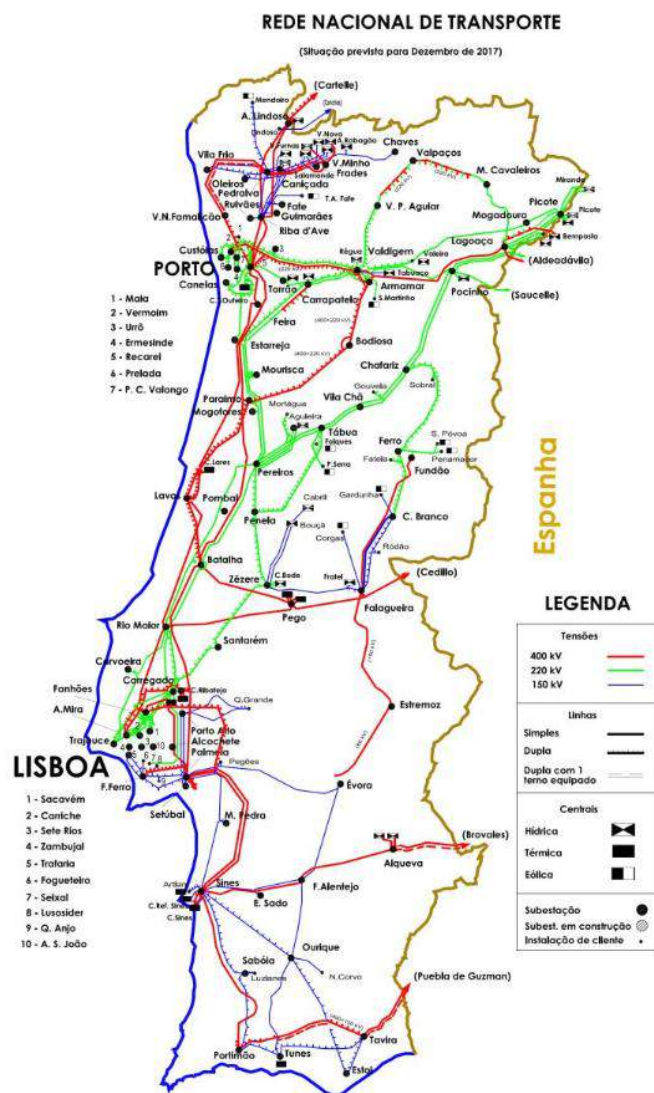
A Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) compreende as instalações implementadas no território nacional continental que asseguram o transporte da energia dos locais de geração de energia elétrica de elevada potência para os locais de elevada densidade de consumo, bem como para os países vizinhos (apenas Espanha), através de linhas de muito alta tensão e de instalações que adequam os níveis de tensão e que permitem o controlo dos fluxos energéticos. Atualmente, a RNT dispõe de um total de 8 907 km de rede, uma potência de transformação de 37 382 MVA, e tem em serviço 66 subestações, 12 postos de corte, 2 de seccionamento e 1 de transição. A evolução da RNT ilustra-se na tabela e figura seguintes.

Tabela 42 – Principais características da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade [Fonte: REN]

	2015	2016	2017	% 2015/2016	% 2016/2017
Comprimento das Linhas (km)	8 805	8 863	8 907	+0,7% (+58 km)	+0,5% (+44 km)
400 kV	2 632	2 670	2 714	+1,4% (+38 km)	+1,6% (+44 km)
220 kV	3 611	3 611	3 611	0%	-
150 kV	2 562	2 582	2 582	+0,8% (+20 km)	-
Potência de Transformação (MVA)	36 673	36 636	37 382	-0,1% (-37 MVA)	2,0% (+746 MVA)
Autotransformação (MAT/MAT)	14 040	13 890	14 340	-1,0% (-150 MVA)	+3,2% (+450 MVA)
Transformação (MAT/AT)	22 313	22 426	22 722	+0,5% (+113 MVA)	+1,3% (+296 MVA)
Transformação (MAT/MT)	320	320	320	-	-

A figura seguinte ilustra o mapa da RNT.

Figura 31 – Mapa da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em 2017 [Fonte: REN, “Capacidades indicativas de interligação para fins comerciais para o ano de 2017”]



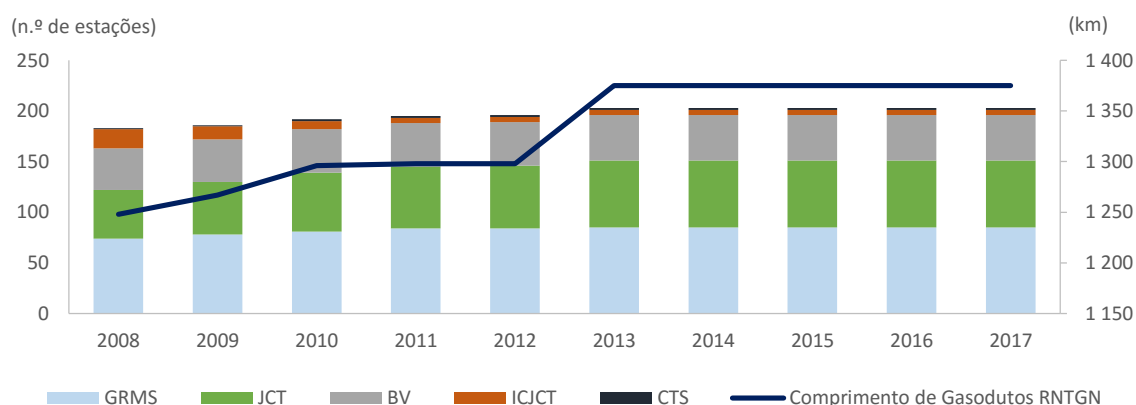
i.2. Gás natural

A Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito (RNTIAT) é constituída pelo conjunto das infraestruturas destinadas à receção e ao transporte de Gás Natural (GN) por gasoduto, ao armazenamento subterrâneo e à receção, ao armazenamento e à regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL). A RNTIAT é composta pela Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), pelo Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines e pelo Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço, em Pombal.

A RNTGN é a infraestrutura utilizada para efetuar a receção, o transporte e a entrega de GN em alta pressão em Portugal, desde os pontos de entrada até aos pontos de saída, estando concessionada à REN Gasodutos S.A.. É constituída por dois eixos principais: um eixo Sul-Norte, que liga o TGNL de Sines à interligação de Valença do Minho, garantindo o abastecimento de GN à faixa litoral de Portugal, onde se situam as localidades mais densamente povoadas, possuindo ainda uma derivação para Mangualde; e um eixo Este-Oeste entre a interligação em Campo Maior e o AS do Carriço, apresentando uma derivação para a Guarda. Em 2013 concluiu-se a ligação entre as derivações dos dois eixos, ligando Mangualde à Guarda, o que permitiu reforçar a satisfação da procura na zona centro e norte do país. O total dos pontos de entrega (GRMS - *Gas Regulation and Metering Station*) da RNTGN apresenta uma capacidade de saída de 666 GWh/dia, equivalente a 2 330 km³(n)/h. Fazem parte da RNTGN os seguintes equipamentos principais:

- 1 375 Km de gasoduto principal e ramais de alta pressão com diâmetros compreendidos entre 150 a 800 mm, destinados ao transporte de gás natural;
- 85 Estações de regulação e medição de gás nos pontos de entrega, que se destinam à regulação da pressão e posterior medição do gás natural entregue às redes de distribuição e aos clientes em alta pressão (AP);
- 66 Estações de junção para derivação (JCT – *Junction Station*), que se destinam ao seccionamento do gasoduto principal de transporte e/ou do respetivo ramal de derivação;
- 45 Estações de válvula de seccionamento (BV – *Block Valve Station*), destinadas ao seccionamento do gasoduto principal de transporte;
- 5 Estações de interligação em T (ICJCT – *T Interconnection Station*), que se destinam à derivação em T do gasoduto principal de transporte, permitindo o seccionamento apenas do respetivo ramal associado;
- 2 Estações de transferência de custódia (CTS – *Custody Transfer Station*), destinadas à medição e à transferência de custódia com a rede interligada de Espanha.

Figura 32 – Caracterização da RNTGN 2008-2017 [Fonte: REN, “REN Dados Técnicos 2017”]



A entrega de GN pode ser efetuada diretamente aos clientes ligados em alta pressão, às redes de distribuição que constituem a rede nacional de distribuição de GN, à rede interligada do sistema gasista de Espanha e ao armazenamento subterrâneo do Carriço para injeção nas cavernas dessa infraestrutura.

Os desenvolvimentos mais recentes da RNTGN concentraram-se na ligação de novos pontos de entrega e na remodelação de algumas estações de redução de pressão e medição de modo a adaptá-las a novas condições de funcionamento e caudais de gás a fornecer.

Existem duas interligações entre a RNTGN e a rede de transporte de Espanha: Campo Maior - Badajoz e Valença do Minho – Tuy. Ambos os pontos de interligação possuem capacidade de entrada e saída, sendo que no total a capacidade agregada do VIP (Campo Maior + Valença do Minho) apresenta um valor de 144 GWh/dia.

Tabela 43 – Capacidades das interligações de GN entre Portugal e Espanha [Fonte: REN]

Interligação	Capacidade diária
Campo Maior	Capacidade entrada: 134 GWh/dia, equivalente a 470 km ³ (n)/h Capacidade saída: 35 GWh/dia, equivalente a 123 km ³ (n)/h
Valença do Minho	Capacidade entrada: 10 GWh/dia, equivalente a 35 km ³ (n)/h Capacidade saída: 25 GWh/dia, equivalente a 88 km ³ (n)/h

O Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines, cuja concessão das atividades se encontra atribuída à REN Atlântico, S.A., está localizado estrategicamente na costa atlântica europeia e integra o conjunto das infraestruturas destinadas à receção e expedição de navios metaneiros, armazenamento e regaseificação de GNL para a rede de transporte, bem como o carregamento de GNL em camiões cisterna. As principais características do TGNL de Sines incluem:

- **Receção e descarga de navios metaneiros:** A instalação inclui um cais de acostagem para navios, braços articulados de descarga e linhas de descarga, recirculação e retorno de vapor de GNL. A capacidade de descarga é de 10 000 m³/h de GNL para navios metaneiros com volumes entre 40 000 e 216 000 m³ de GNL.
- **Armazenamento de GNL:** Depois de descarregado, o GNL é armazenado em tanques. A capacidade de armazenagem é de 2 569 GWh, correspondente a dois tanques de 120 000 m³ de GNL e um tanque de 150 000 m³ de GNL.
- **Regaseificação para a RNTGN:** A regaseificação é um processo físico de vaporização de GNL que recorre à permuta térmica do gás com água do mar em vaporizadores atmosféricos. Para o desempenho deste processo a infraestrutura possui sete (7) vaporizadores atmosféricos com uma capacidade unitária de 64 GWh/dia (equivalente a 225 000 m³(n)/h). A capacidade de emissão nominal é de 321 GWh/dia (equivalente a 1 125 000 m³(n)/h), com uma capacidade de ponta horária de 1 350 000 m³(n)/h).
- **Baías de enchimento de GNL:** O TGNL de Sines permite o carregamento de camiões cisterna de GNL, possibilitando o abastecimento às unidades autónomas de regaseificação (UAG) situadas em zonas de Portugal que não podem ser abastecidas pela rede de gás natural de alta pressão. Para esta atividade, o TGNL dispõe de três baías de enchimento, com uma capacidade total de 175 m³/h de GNL.
- **Carregamento de navios metaneiros:** A infraestrutura do TGNL possibilita também o *Gas-in*, arrefecimento e o carregamento total ou parcial de navios metaneiros, utilizando-se a mesma instalação portuária e o equipamento de descarga dos navios. A capacidade para essa atividade é de 1 500 m³/h de GNL.

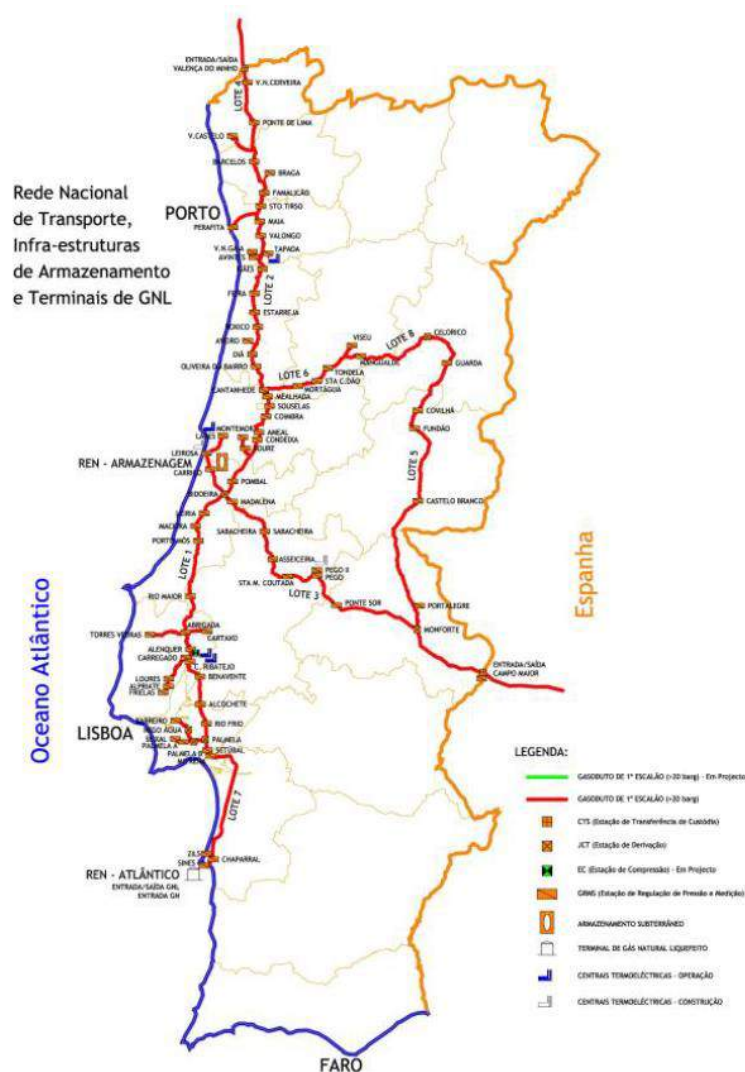
A expansão do TGNL de Sines, concluída em julho de 2012, permitiu o aumento da capacidade útil de armazenamento em 62,5%, para 390 000 m³ de GNL, o aumento da capacidade de emissão de gás para a rede em 50%, para 1 350 000 m³/h, a adaptação do "jetty" para a receção de navios metaneiros de grande capacidade, bem como a implementação de um conjunto de reforços processuais visando a maximização da disponibilidade da infraestrutura e um elevado padrão de segurança de operação. Como resultado, o Terminal de Sines oferece

agora condições favoráveis de acesso a um maior número de agentes, proporcionando uma maior flexibilidade de gestão dos volumes importados, e criando condições únicas para a receção de navios de GNL provenientes de fontes mais remotas e diversificadas, contribuindo para a competitividade do setor em Portugal e para a segurança do aprovisionamento do SNGN.

No que diz respeito ao Armazenamento Subterrâneo de gás natural (AS), que se encontra localizado no Carriço, concelho de Pombal, o GN é armazenado em alta pressão em cavernas criadas no interior de um maciço salino, a profundidades superiores a mil metros. Atualmente encontram-se em operação 6 cavidades operadas pela REN Armazenagem S.A., com uma capacidade total de armazenamento de 3 839 GWh (322,6 Mm³), que utilizam a mesma estação de gás de superfície, que permite a movimentação bidirecional de fluxo, ou seja, a injeção de gás da rede de transporte para as cavernas e a extração de gás das cavernas para a rede de transporte. O AS do Carriço tem atualmente capacidade de injeção de 24 GWh/dia (83 000 m³(n)/h) e uma capacidade de extração de 129 GWh/dia (450 000 m³(n)/h). Esta infraestrutura é fundamental para a constituição das reservas de segurança necessárias para garantia do abastecimento ao país em caso de crise de aprovisionamento, e fornece também condições para otimização logística e comercial dos agentes comerciais ativos no sector a nível nacional e também ibérico.

A figura seguinte ilustra o mapa da RNTIAT.

Figura 33 – Mapa da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito em 2017
[Fonte: REN]



ii. Projeções ligadas aos requisitos da expansão da rede, pelo menos até 2040 (incluindo para o ano de 2030)

ii.1. Eletricidade

Para dar resposta aos requisitos comunitários relativos às interligações, bem como à necessidade de reforço de redes internas, existe um conjunto alargado de ações e projetos dos quais se destacam (tal como indicado no ponto 2.4.2 deste Plano):

- Em 2021-2022, com a entrada em serviço da linha de interligação a 400 kV entre o Minho (PT) e a Galiza (ES) (já mencionada acima, identificado no âmbito da Declaração de Madrid, sendo ainda PIC da Comissão Europeia), será possível ultrapassar as restrições de rede ainda existentes e alcançar, em ambos os sentidos, valores mínimos de capacidade comercial de interligação na ordem dos 3 000 MW.
- Até 2025, estima-se um ligeiro aumento na capacidade de interligação, em particular no sentido Espanha-Portugal, tendo em consideração o desenvolvimento interno das redes, em ambos os sistemas, que no caso português prevê a entrada em serviço da nova linha de 400 kV Pedralva-Sobrado, a qual, para além de permitir evitar uma redução dos valores de capacidade de interligação, permitirá o escoamento de eletricidade de origem renovável;
- Para o horizonte 2030, foram já efetuados pelos operadores de rede de transporte de PT e ES (REN e REE) no âmbito do *Ten-Year Network Development Plan 2016* (TYNDP) um conjunto de análises de muito longo prazo, as quais conduziram a uma estimativa de valores de capacidade de interligação um pouco superiores aos previstos para 2023-2025;
- Numa perspetiva de mais longo prazo, 2040, as gamas de capacidades comerciais, tem por base as análises efetuadas (com os cenários '*Sustainable Transition*' e '*Distributed Generation*') no âmbito do TYNDP 2018 pela REN e REE, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede ou novas interligações necessárias para atingir estes valores de capacidade de interligação.

No setor da eletricidade destacam-se ainda os projetos associados ao reforço de redes internas (transporte e distribuição) para integração e acomodação da produção de energia elétrica de origem renovável (para concretização do potencial nacional neste tipo de produção de energia elétrica), e outros para dar resposta às necessidades de grandes consumidores nomeadamente os seguintes:

- Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira, para acomodar a energia renovável proveniente dessa região;
- Linha dupla a 400 kV entre Vieira do Minho - Ribeira da Pena; Subestação de Ribeira da Pena; Ligação a 400 kV Ribeira da Pena – Feira, para ligação das Centrais hídricas do Tâmega.
- Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões, essencial para dar resposta às especificidades técnicas da alimentação à linha ferroviária entre Évora-Elvas/Caia.

Há ainda outros projetos de investimento associados ao reforço das redes internas (transporte e distribuição), nomeadamente o projeto de interligação entre Portugal e Marrocos, que se encontra em estudo, com uma previsão de capacidade instalada de 1000 MW e que se perspetiva concretizar no horizonte 2030.

Considerando o horizonte de 2040, por outro lado, dependendo da efetiva evolução dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha, nomeadamente ao nível da geração renovável, assim como da decisão sobre uma possível interligação entre Portugal e Marrocos, será necessário vir a avaliar, para além de eventuais reforços de rede, a necessidade de novas interligações.

ii.2. Gás Natural

Para dar resposta aos compromissos estabelecidos a nível europeu e tendo por base a política energética nacional, nomeadamente em termos de integração de mercado interno e segurança de abastecimento, e na procura de um sistema nacional de gás natural mais robusto, eficiente e interligado, Portugal procura

desenvolver a respetiva rede de transporte e distribuição, contando à data com projetos que contribuem para esse objetivo. Para dar a respetiva resposta, existe um conjunto alargado de ações e projetos dos quais se destacam (tal como indicado no ponto 2.4.2 deste Plano):

- O Projeto da 3ª interligação entre Portugal e Espanha (com benefícios reconhecidos em matéria de segurança de abastecimento e integração do mercado europeu) que está dependente da concretização do projeto STEP/MIDCAT que corresponde à nova interligação entre Espanha e França, ambos projetos no horizonte até 2030;
- Adicionalmente perspetivam-se projetos que poderão aumentar utilização de GNL e potenciar a capacidade de receção de gás natural liquefeito no Terminal de Sines, procurando reforçar o papel de Portugal como “porta de entrada” de gás natural no mercado interno/sistema gasista europeu.

4.5.3. Mercados da eletricidade e do gás, preços da energia

i. Situação atual dos mercados da eletricidade e do gás, incluindo os preços da energia

i.1. Mercado de Eletricidade

Em Portugal, desde setembro de 2006 que a totalidade dos clientes de energia elétrica em Portugal continental passaram a poder efetivamente escolher o seu fornecedor de eletricidade. De um total de cerca de 6,2 milhões de clientes existentes no mercado de eletricidade em Portugal no final de 2017, o Mercado Livre (ML) representa já cerca de 4,96 milhões de clientes, correspondente a cerca de 80% do total de clientes no mercado, sendo que os restantes clientes pertencem ao Mercado Regulado (MR) que são abastecidos pelo Comercializador de Último Recurso (CUR). Cabe aos clientes domésticos a grande fatia de clientes que ainda permanece no MR, sendo que na maioria dos restantes clientes já migraram para o ML.

Tabela 44 – Número de clientes no mercado nacional de eletricidade por tipo de cliente em dez. 2017 [Fonte: ERSE]

	Mercado Livre	Mercado Regulado
Grandes Consumidores	374	2
Industriais	23 606	871
Pequenos Negócios	33 925	1 824
Domésticos	4 906 529	1 219 849
Total	4 964 434	1 222 546

Tem-se assistido, igualmente, a um progressivo aumento do número de comercializadores ativos nos diferentes segmentos de mercado e do número de ofertas em mercado retalhista, sendo expectável que os benefícios de mais concorrência, traduzida em termos de maior escolha, melhores preços e mais competição entre agentes, sejam também crescentemente aproveitados por consumidores industriais e residenciais.

Com a publicação da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, e de acordo com a alínea a) do n.º 1 do respetivo artigo 171º, o Governo de Portugal estabeleceu o prolongamento do prazo para a extinção das tarifas transitórias para fornecimento de eletricidade aos clientes finais de baixa tensão normal, definindo 31 de dezembro de 2020 como nova data.

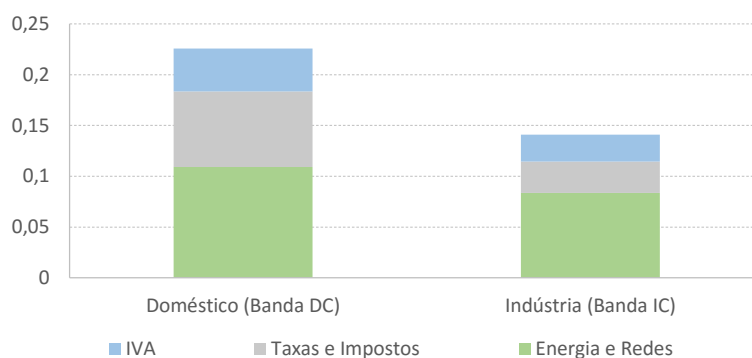
No que diz respeito aos preços de eletricidade praticados em Portugal em 2016, e no caso do setor Doméstico, o preço médio situou-se em 0,226 €/kWh (banda DC) verificando-se uma redução de 2,9% face a 2016 e situando-se 10,4% acima do preço médio praticado na UE-28. No setor da Indústria o preço médio situou-se em 0,141 €/kWh (banda IC) verificando-se uma redução de 1,6% face a 2016 e situando-se 0,5% abaixo do preço médio praticado na UE-28.

Tabela 45 – Preços da Eletricidade por setor em Portugal (€/kWh) [Fonte: DGEG]

		Doméstico (banda DC ⁴⁵)			Indústria (banda IC ⁴⁶)		
		Preços sem taxas	Preços sem IVA	Preço com taxas	Preços sem taxas	Preços sem IVA	Preço com taxas
2016	1º semestre	0,124	0,191	0,235	0,094	0,113	0,138
	2º semestre	0,125	0,192	0,236	0,095	0,114	0,140
2017	1º semestre	0,111	0,186	0,228	0,084	0,115	0,141
	2º semestre	0,108	0,181	0,223	0,084	0,115	0,141

Analisando a estrutura do preço da eletricidade em Portugal, e no caso do setor Doméstico, verifica-se que em 2017 a componente Energia e Redes representou 29% do Preço de Venda ao Público (PVP), a componente Taxas e Impostos representou 33% do PVP e o IVA 19%. No setor da Indústria, a componente Energia e Redes representou 59% do PVP, a componente Taxas e Impostos representou 22% do PVP e a componente do IVA representou 19% do PVP.

Figura 34 – Estrutura do preço da Eletricidade em Portugal por setor (€/kWh) [Fonte: DGEG]



i.2. Mercado de Gás Natural

Em Portugal, desde o início de 2010, todos os consumidores têm o direito a escolher livremente o seu comercializador de GN. O processo de liberalização de mercado de GN permitiu já que a totalidade dos grandes consumidores (consumo anual superior a 1 milhão de m³ de GN) aderisse ao mercado livre. Igualmente, a grande maioria dos consumidores industriais (consumos anuais entre 10 000 m³ e 1 milhão m³ de GN), optou pelas condições mais favoráveis oferecidas por comercializadores em mercado. Do mesmo modo, a evolução do segmento de clientes residenciais vem demonstrando uma adesão muito significativa e crescente às ofertas em mercado.

No global do mercado retalhista com cerca de 1,5 milhões de clientes, o mercado livre conta com cerca de 1,1 milhões de consumidores no final de 2016, representando 79% do total de clientes no mercado de GN em Portugal.

Tabela 46 – Número de clientes no mercado nacional de GN por tipo de cliente em dez. 2017 [Fonte: ERSE]

	Mercado Livre	Mercado Regulado
Grandes Consumidores	395	32
Industriais	3 771	631
PME	67 730	25 422
Residencial	1 072 105	285 464

⁴⁵ 2 500 kWh < Consumo < 5 000 kWh

⁴⁶ 500 MWh < Consumo < 2 000 MWh

Total	1 144 001	311 459
--------------	------------------	----------------

Tem-se assistido, igualmente, a um progressivo aumento do número de comercializadores ativos nos diferentes segmentos de mercado e do número de ofertas em mercado retalhista, sendo expectável que os benefícios de mais concorrência, traduzida em termos de maior escolha, melhores preços e mais competição entre agentes, sejam também crescentemente aproveitados por consumidores industriais e residenciais.

A Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril, que altera a Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, fixa em 31 de dezembro de 2020 a data limite relativa à obrigatoriedade de fornecimento de GN, pelos comercializadores de último recurso, a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado livre.

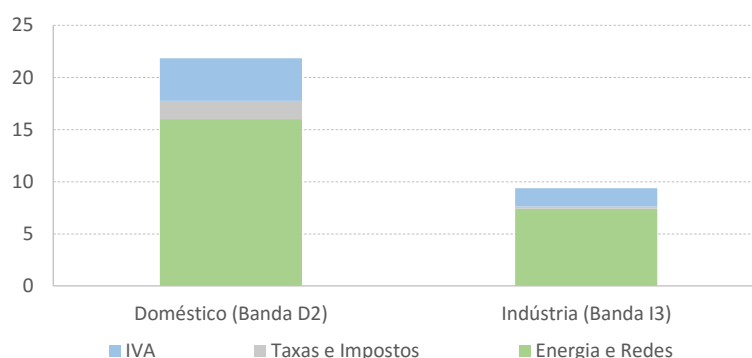
No que diz respeito aos preços de GN praticados em Portugal em 2016, e no caso do setor Doméstico, o preço médio situou-se em 21,828 €/GJ (banda D2) verificando-se uma redução de 9,0% face a 2016 e situando-se 12,5% acima do preço médio praticado na UE-28. No setor da Indústria o preço médio situou-se em 9,386 €/GJ (banda I3) verificando-se uma redução de 10,8% face a 2016 e situando-se 2,2% abaixo do preço médio praticado na UE-28.

Tabela 47 – Preços do Gás Natural por setor em Portugal (€/GJ) [Fonte: DGEG]

		Doméstico (Banda D2⁴⁷)			Indústria (Banda I3⁴⁸)		
		Preços sem taxas	Preços sem IVA	Preços com taxas	Preços sem taxas	Preços sem IVA	Preço com taxas
2016	1º semestre	19,380	20,610	25,350	9,240	9,440	11,610
	2º semestre	17,550	18,660	22,960	7,510	7,670	9,440
2017	1º semestre	15,730	17,460	21,470	7,250	7,740	9,520
	2º semestre	16,248	18,037	22,186	7,311	7,523	9,252

Analisando a estrutura do preço do GN em Portugal, e no caso do setor Doméstico, verifica-se que em 2017 a componente Energia e Redes representou 73% do PVP, a componente Taxas e Impostos representou 8% do PVP e a componente IVA representou 19% do PVP. No setor da Indústria, a componente Energia e Redes representou 79% do PVP, a componente Taxas e Impostos representou 2% do PVP e a componente IVA representou 19% do PVP.

Figura 35 – Estrutura do preço do Gás Natural em Portugal por setor (€/kWh) [Fonte: DGEG]



⁴⁷ 20 GJ < Consumo < 200 GJ

⁴⁸ 10 000 GJ < Consumo < 100 000 GJ

i.3. Preços dos principais combustíveis

No que diz respeito aos preços dos principais produtos energéticos em Portugal, o PVP médio do Gasóleo rodoviário situou-se em 1,242 €/litro em 2017, verificando-se um aumento de 11% face a 2016 e 2% acima do preço médio praticado na UE-28, enquanto que o PVP médio da Gasolina se situou em 1,463 €/litro, verificando-se um aumento de 7% face a 2016 e 8% acima do preço médio praticado na UE-28.

Tabela 48 – Preço do Gasóleo⁴⁹ rodoviário em Portugal (€/litro) [Fonte: DGEG]

	2015	2016	2017	% 2015/2016	% 2016/2017
Preço sem taxas (PST)	0,550	0,458	0,543	-16,7%	+18,6%
Imposto sobre produtos petrolíferos e energéticos (ISP)	0,278	0,324	0,338	+16,4%	+4,5%
Contribuição de Serviço Rodoviário	0,111	0,111	0,111	-	-
Emissões de CO2	0,013	0,017	0,017	+31,0%	+2,7%
IVA	0,219	0,209	0,232	-4,5%	+11,0%
Preço de Venda ao Público (PVP)	1,171	1,119	1,242	-4,4%	+11,0%

Tabela 49 – Preço da Gasolina⁵⁰ em Portugal (€/litro) [Fonte: DGEG]

	2015	2016	2017	% 2015/2016	% 2016/2017
Preço sem taxas (PST)	0,546	0,444	0,538	-18,8%	+21,1%
Imposto sobre produtos petrolíferos e energéticos (ISP)	0,519	0,566	0,549	+9,0%	-3,0%
Contribuição de Serviço Rodoviário	0,087	0,087	0,087	-	-
Emissões de CO2	0,012	0,015	0,016	+31,1%	+2,7%
IVA	0,268	0,256	0,273	-4,5%	+7,0%
Preço de Venda ao Público (PVP)	1,432	1,368	1,463	-4,5%	+7,0%

i.4. Tarifa Social da Energia

No ano de 2010 foi criada a tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, aprovada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, que teve como objetivo, no âmbito do processo de liberalização do setor energético e de proteção dos consumidores, garantir o acesso a todos os consumidores ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica, independentemente do seu prestador. Essa garantia suscitou a necessidade de ser assegurado o abastecimento, nomeadamente aos clientes economicamente vulneráveis. Também a situação de crescente incremento e volatilidade dos custos energéticos que se verificava internacionalmente e a intenção de prosseguir o aprofundamento da harmonização no âmbito do mercado elétrico justificaram o estabelecimento de medidas concretas de proteção destes consumidores economicamente mais vulneráveis, em linha com as orientações europeias, relativa ao mercado interno da eletricidade e do gás natural. A existência de uma tarifa social protege os interesses das famílias e outros grupos de consumidores economicamente mais vulneráveis através de um modelo tarifário que lhes garanta uma situação de tendencial estabilidade tarifária, nomeadamente mediante a utilização de descontos.

Em 2014, houve a preocupação de garantir o acesso efetivo dos clientes considerados mais carenciados no universo dos consumidores finais de energia elétrica em baixa tensão normal, pretendeu-se alargar o número de beneficiários de tarifa social de energia elétrica para cerca de 500 mil titulares de contratos de fornecimento de energia elétrica e criar condições para que o desconto aplicado aos beneficiários fosse superior ao que se verificava. Com vista ao alargamento do número de beneficiários efetivos da Tarifa Social de Energia, os descontos sociais para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica e de gás natural, implementados através do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, para a energia elétrica, e o Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, para o

⁴⁹ Gasóleo Simples

⁵⁰ Gasolina simples 95

gás natural, passaram a ser automaticamente concedidos a clientes finais economicamente mais vulneráveis a partir do redesenho legislativo aplicável ocorrido com a Lei n.º 7-A/2016⁵¹, de 30 de março. Este procedimento contribuiu para que o número de beneficiários tivesse passado, de acordo com os dados disponibilizados à data pela ERSE, de 154 648 em março de 2016 para 820 527 em setembro de 2017. Esta medida, lançada inicialmente a 28 de dezembro de 2010 pelo Decreto-Lei 138-A/2010, é, a partir de 1 de julho de 2016, atribuída de forma automática aos clientes que cumpram os critérios de vulnerabilidade económica e/ou social, comprovados pela Autoridade Tributária e Aduaneira e/ou pela Segurança Social, de acordo com a Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março.

O sistema de reconhecimento automático para a atribuição da tarifa social de energia retira ao cliente a obrigatoriedade de requerer o reconhecimento de tal condição. Na verdade, a criação deste instrumento automático permite que o cliente economicamente vulnerável e com as condições energéticas necessárias aceda a este instrumento sem esforço administrativo e financeiro, resultando assim num procedimento de maior justiça social. De notar ainda que, para muitas famílias, este desconto traduz-se numa economia de dezenas de euros por ano. O mecanismo de reconhecimento automático é realizado por sistema informático da DGEG, o qual efetua o cruzamento de dados, nos termos dos protocolos celebrados que regulam o acesso e transmissão de informação entre os diversos agentes do setor da energia e os organismos da Administração Pública detentores dos dados informáticos a tratar, nomeadamente a Autoridade Tributária e Aduaneira e a Segurança Social.

No que diz respeito à Energia Elétrica, o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de eletricidade, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2018, previsto no n.º 2 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação do Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, deve corresponder a um valor que permita um desconto de 33,8 % sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis., nos termos do Despacho n.º 9081-C/2017, de 11 de outubro. No que diz respeito ao Gás Natural, o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de gás natural, aplicável a partir de 1 de julho de 2017, previsto no n.º 2 do artigo 3º do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, na redação da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, deve corresponder a um valor que permita um desconto de 31,2% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis, não devendo a sua aplicação ser considerada para efeitos de outros apoios atualmente em vigor, nos termos do Despacho n.º 3229/2017, de 11 de abril.

Tabela 50 – Número de consumidores com Tarifa Social de Energia em Portugal

	2015	2016	2017
Eletricidade	108 000	786 598	777 085
Gás Natural	12 000	36 819	34 403

ii. Projeções de evolução com base nas políticas e medidas vigentes, pelo menos até 2040 (incluindo para o ano de 2030)

Não disponível.

⁵¹ Lei do Orçamento de Estado para 2016

4.6. Dimensão Investigação, inovação e competitividade

i. Situação atual do setor das tecnologias de baixo carbono e a sua posição no mercado global

Portugal tem desenvolvido esforços consideráveis no âmbito da aplicação de tecnologias de baixo carbono no seu *mix* energético, designadamente no que se refere aos compromissos europeus, destacando-se as áreas da sustentabilidade ambiental, as energias renováveis e a eficiência energética. O investimento em infraestruturas de energia, em particular no reforço das interligações energéticas, desempenha um papel fundamental na segurança do abastecimento, na promoção da integração em novos mercados de energia, e na promoção da cooperação entre países permitindo a partilha de recursos.

Na última década Portugal prosseguiu uma política de promoção das energias renováveis no quadro dos compromissos assumidos a nível da UE, centrada em particular, na hídrica, eólica, biomassa, solar e geotermia, ciente da necessidade de responder aos desafios criados pelas alterações climáticas e de reduzir a sua dependência de combustíveis fósseis, aposta essa que lhe permitiu posicionar-se num dos lugares cimeiros no ranking da produção de energia proveniente de fontes renováveis.

Este processo de transição exigiu uma mudança obrigatória do paradigma a nível da produção de energia, tornando-se fundamental o desenvolvimento de políticas e medidas de apoio à geração de energia renovável descentralizada, estabelecendo estratégias de investigação, inovação e competitividade de modo a facilitar o investimento em tecnologias de baixo carbono e redes inteligentes que permitam o desenvolvimento e cooperação entre todos os intervenientes no mercado, tirando o máximo partido da concorrência transnacional, apoiando a criação de empresas de serviços energéticos inovadoras.

Esta aposta constituiu um motor de desenvolvimento da economia nacional, tendo criado toda uma nova fileira industrial e empresarial geradora de emprego, promotora do desenvolvimento regional, dinamizadora das exportações de bens e serviços, impulsionadora de inovação e investigação, capaz de captar investimento internacional e de estimular a internacionalização das empresas nacionais. Permitiu igualmente reduzir de forma significativa a dependência energética externa.

No quadro da investigação e inovação, sublinha-se a implementação de grupos internacionais no âmbito do Plano Estratégico Europeu para as Tecnologias Energéticas (*SET Plan*) em áreas da tecnologia de baixo carbono com vista à aplicação de tecnologias limpas e a custos mais baixos, nomeadamente: energia dos oceanos, energia geotérmica, energia solar focando na concentração solar térmica (CSP), eficiência energética na indústria e nos edifícios, sistemas de energia, comunidades inteligentes e soluções inteligentes com foco nos consumidores, biocombustíveis e bioenergia. A visão subjacente está também alinhada com a Estratégia multinível de Portugal em que se tem promovido *brainstorming* estruturado por temas, nomeadamente em áreas da eficiência energética, da bioenergia e do hidrogénio com diferentes *stakeholders*, para responder aos vários desafios societais, bem como na promoção da cooperação interinstitucional e no estabelecimento de redes, designadamente em domínios das tecnologias que usam fontes de energia renovável, armazenamento de energia, eficiência energética e também no domínio do hidrogénio e do biometano.

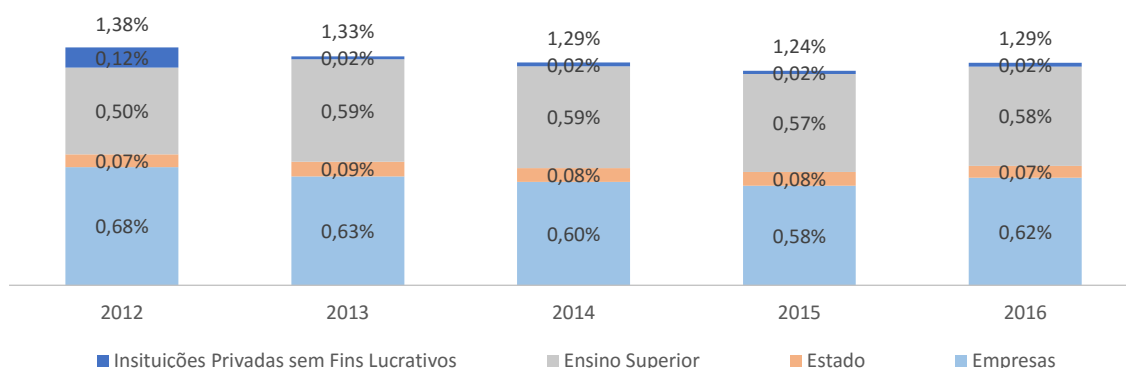
Contudo, para a prossecução de maior sucesso será necessário prosseguir mais esforços a nível tecnológico, nomeadamente no domínio do solar e da energia oceânica e do desenvolvimento de uma ampla carteira de tecnologias renováveis com uma boa relação custo-eficácia. Será necessário ir além das tecnologias que já atingiram a maturidade e utilizar recursos para apoiar tecnologias mais inovadoras que permitam poupanças substanciais em termos de emissões de gases com efeitos de estufa e de menores custos.

ii. Nível atual das despesas, públicas e privadas, na investigação e inovação em matéria de tecnologias de baixo carbono, número atual de patentes e número atual de investigadores

Em Portugal, o investimento público em Investigação e Desenvolvimento (I&D) ao longo dos últimos anos tem tido um comportamento flutuante e situado abaixo das médias da UE e da OCDE. A despesa total tem vindo a

diminuir, passando do valor correspondente a 1,46% do PIB em 2011 para 1,29% do PIB em 2016. Esta despesa correspondeu a um valor global de 2 389 milhões de euros⁵². Ainda em termos globais, a figura seguinte identifica os níveis de investimento por sector de execução, em termos de percentagem do PIB, demonstrando a importância do esforço empresarial e das universidades a nível da despesa global em investigação e inovação.

Figura 36 – Níveis de investimento em I&D em relação ao PIB por sector de execução (%) [Direção-Geral de Estatísticas de Educação e Ciência]



É de notar que o impacto da crise económico-financeira se verifica de forma mais marcante no sector empresarial, sendo o nível de I&D no sector público mais ou menos constante em termos de percentagem do valor do produto Interno Bruto. Isto deve-se à redução tanto do valor da despesa pública como do valor do PIB.

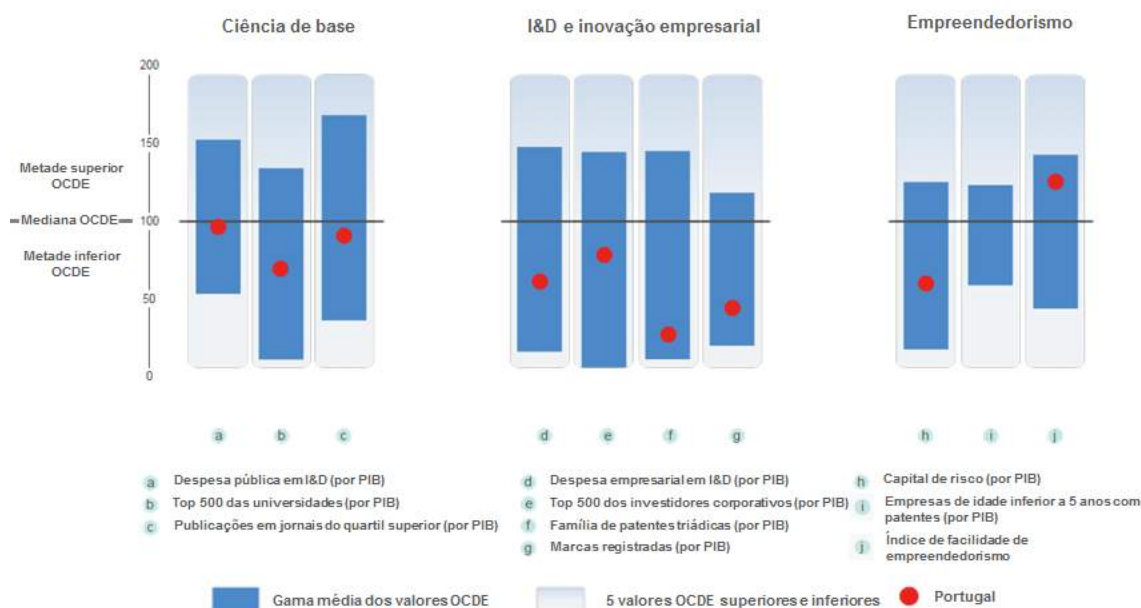
Por sua vez, a figura a seguir apresenta em 2011, numa análise comparada no âmbito da OCDE, um perfil em competências e capacidade para inovar⁵³. Nesta figura, a partir de indicadores de input, output e mistos, e de um índice de desempenho normalizado relativo aos valores medianos para a área da OCDE, são analisadas competências e capacidades através de três grandes áreas: a ciência de base, a I&DI empresarial, e o empreendedorismo. A despesa pública Portuguesa em I&D estava em 2010 ao nível de 0,7% do PIB, enquanto a produção de artigos científicos se situava ligeiramente abaixo da mediana da OCDE. O setor empresarial tem um papel fundamental na estratégia de Ciência, Tecnologia e Inovação, sendo maioritariamente indireto o apoio público a este setor. Esta orientação vem sendo reforçada nomeadamente em sede da iniciativa de 2009 para o Crescimento e Emprego que permitiu expandir o esquema de crédito fiscal (SIFIDE). O empreendedorismo é entendido como uma prioridade e facilitador do retorno do investimento em I&D, existindo uma estratégia dedicada ao desenvolvimento de uma sociedade mais empreendedora e com menores custos administrativos sobre a atividade empresarial, como são exemplos os Programas “Simplex”⁵⁴, ‘Simplex Autarquico’, e o registo “Empresa na hora”⁵⁵.

⁵² Inquérito ao Potencial Científico e Tecnológico Nacional - IPCTN16: Principais Resultados, Direção-Geral de Estatísticas de Educação e Ciência

⁵³ OECD (2012). *OECD Science, Technology and Industry Outlook 2012*. OECD 13 Sept 2012 ISBN:9789264170391.

⁵⁴ www.simplex.gov.pt/

⁵⁵ www.empresanahora.mj.pt/ENH/sections/PT_inicio

Figura 37 – Competências e capacidade para inovar em Portugal no contexto da OCDE [Fonte: OCED⁵⁶]

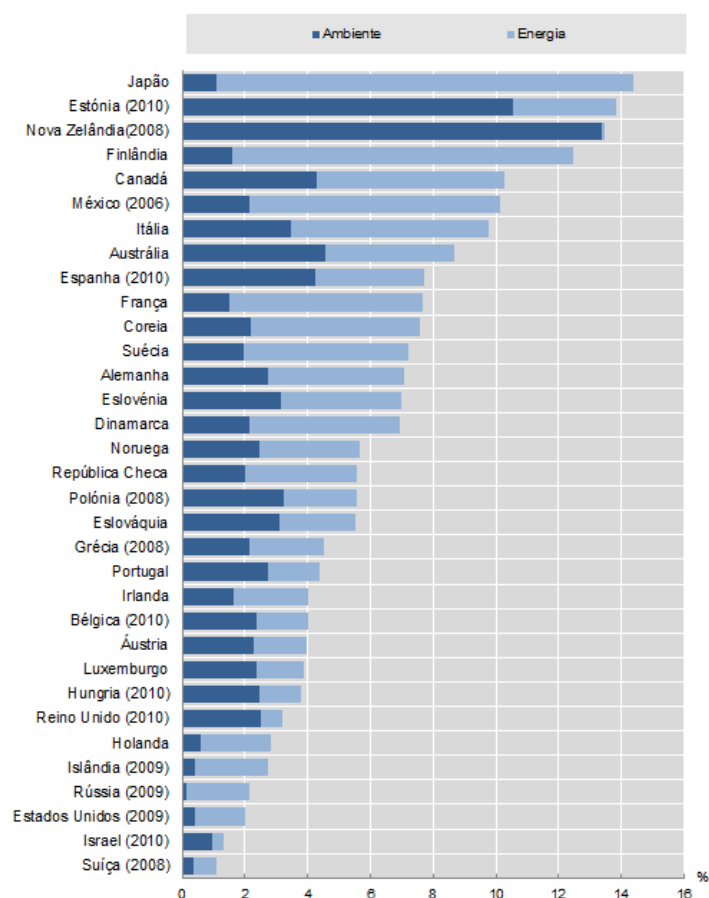
Importa igualmente destacar a posição de Portugal no panorama da OCDE, em termos da tecnologia e inovação orientadas para a energia e ambiente⁵⁷, dado que os objetivos de redução das emissões GEE e a proteção do meio ambiente conduzem necessariamente à inovação, difusão e adoção em larga escala de tecnologias com maior desempenho energético e ambiental.

Na ausência destes dois mecanismos será muito difícil gerir as trajetórias de crescimento económico e social de forma ambientalmente sustentável, e em particular os compromissos associados ao *dossier* 'Energia-Clima'. Refira-se a propósito o papel do Estado, não apenas no esforço direto em I&D orientada para a inovação em energia e ambiente, mas igualmente na definição de um enquadramento estruturante e de condições de política pública, dirigidas às empresas e aos empreendedores facilitadores e incentivadores do investimento privado em inovação energética e ambientalmente mais sustentáveis. A figura seguinte apresenta o esforço Português em termos de percentagem da despesa pública total em I&D dedicada (2011), no domínio da energia e ambiente face à despesa pública total (OECD, 2012b).

⁵⁶ "Ciência e inovação em Portugal: Competências e capacidade para inovar em 2011" (OCDE, 2012)

⁵⁷ OECD (2012b). Research and Development Statistics (RDS) Database, February 2012.

Figura 38 – Percentagem da despesa pública total em I&D dedicada no domínio da energia e ambiente face à despesa pública total em 2011 no conjunto dos países da OCDE [Fonte: ODE]



Reportando valores nacionais, a figura seguinte apresenta a despesa em I&D para as áreas da energia e ambiente, desagregadas por sector de execução, em 2016⁵⁸.

Tabela 51 - Despesa em I&D na energia e ambiente por sector de execução em Portugal em 2016 [Fonte: DGEEC⁵⁹]

	Ambiente		Energia	
	Milhares de euros	%	Milhares de euros	%
Total	138 030	100,0	99 213	100,0
Empresas	30 056	21,8	45 036	45,4
Estado	12 059	8,7	10 572	10,7
Ensino Superior	95 646	69,3	43 605	44,0
Instituições Privadas sem Fins Lucrativos	269	0,2	-	-

Neste enquadramento de I&D global, é de notar a importância dos recursos humanos, tendo-se vindo a verificar ao longo dos últimos 10 anos uma redução significativa do número total de investigadores em Portugal. A tabela seguinte apresenta a desagregação do pessoal de investigação por sector de execução em unidades equivalentes a tempo integral (ETI). Igualmente, os valores totais apresentados a seguir podem não corresponder à soma das parcelas por razões de arredondamento.

⁵⁸ Inquérito ao Potencial Científico e Tecnológico Nacional 2016, Direção-Geral de Estatísticas de Educação e Ciência.

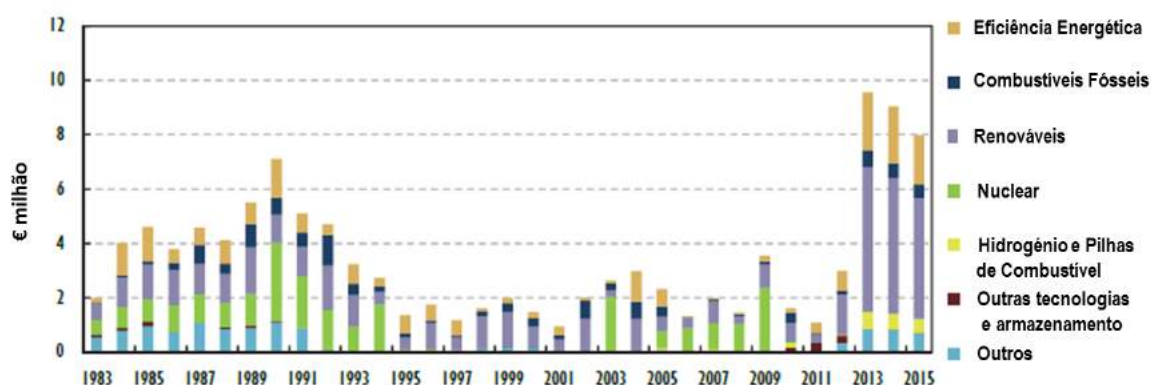
⁵⁹ Inquérito ao Potencial Científico e Tecnológico Nacional 2016

Tabela 52 – Desagregação do pessoal de investigação por sector de execução [Fonte: DGEEC]

	Total	Empresas		Estado		Ensino Superior		IPFL ⁶⁰	
	ETI	ETI	%	ETI	%	ETI	%	ETI	%
2012	42 498	11 931	28%	1.682	4%	23.825	56%	5.060	12%
2013 ⁶¹	37 813	10 025	27%	1.386	4%	25.760	68%	642	2%
2014	38 155	11 203	29%	1.447	4%	24.978	65%	527	1%
2015	38 672	11 785	30%	1.351	3%	25.043	65%	493	1%
2016	41 349	13 426	62%	1 340	3%	26 106	63%	478	1%

O investimento em tecnologias de baixo carbono é reconhecido como necessário para o cumprimento das metas a que Portugal se comprometeu, tendo-se verificado um aumento do financiamento público em ID&D a partir de 2013, como mostra a figura seguinte.

Figura 39 – Financiamento público em ID&D entre 1983 e 2015 [Fonte: IEA “Energy Policies of IEA Countries: Portugal 2016”]



Nota: Os dados de 2014 e 2015 são estimados.

Fonte: IEA Analysis com base em dados da AIE, 2015.

Em 2013, a estimativa da execução obtida em ID&D em energia é de 6,8 milhões de euros, tendo aumentado para 8,1 milhões de euros em 2014. Este aumento deveu-se fundamentalmente a um maior investimento em renováveis e na eficiência energética. Os dados de 2015 ainda estão em fase de apuramento.

As áreas prioritárias a nível de ID&D são consistentes com os compromissos que Portugal tem com a UE: (i) renováveis, (ii) eficiência energética, (iii) redes inteligentes, (iv) mobilidade sustentável, (v) eletricidade, (vi) gás natural e (vii) interligações. Estratégias de apoio à política energética nacional ao definirem medidas deverão ter em conta metas a curto, médio e longo prazo, cujas prioridades e objetivos deverão ter subjacentes estudos prospetivos e de cenarização enquadrando as metas tecnológicas que venham a ser aceites a nível nacional. A participação de Portugal em programas internacionais é reconhecida como uma prioridade importante na estratégia de ID&D, sendo de notar a contribuição significativa dos programas Europeus como o 7º Programa Quadro (FP7) no período 2007 a 2013 e o Horizonte 2020 a partir de 2014, e até 2020. Em termos futuros e no enquadramento da política energética Europeia é de realçar a importância da Estratégia Europeia de Tecnologias Energéticas, *SET Plan*, com objetivos estratégicos e de orientação relativamente ao esforço em ID&D conducentes a tecnologias mais eficientes e menos poluidoras e de mais baixo custo.

Portugal participa nos trabalhos em curso a nível do *SET Plan*, sendo de notar a oportunidade de implementação de projetos de cooperação multi-laterais e possivelmente com co-financiamento de programas Europeus como é o caso do H2020 nas áreas prioritárias acima consideradas. O Plano de Implementação em curso atualmente

⁶⁰ Instituições Privadas sem Fins Lucrativos

⁶¹ Quebra de série: os dados definitivos de 2013 sobre recursos humanos em I&D por função refletem uma quebra de série por setores de execução relativamente aos anos anteriores devido à revisão das categorias de pessoal em I&D. As categorias de investigador, técnico e outro pessoal de apoio passaram a ser definidas segundo as funções principais desempenhadas no âmbito das atividades de I&D, de acordo com critérios da classificação ISCO, em vez de serem definidas exclusivamente pelo nível de qualificação académica.

abrange as seguintes ações e grupos: (i) Concentração Solar Térmica (CSP), (ii) Fotovoltaico, (iii) Eólico Offshore, (iv) Energia dos Oceanos, (v) Geotermia Profunda, (vi) Consumidores/Cidades e Comunidades Inteligentes, (vii) Eficiência Energética em Edifícios, (viii) Eficiência Energética na Indústria, (ix) Sistemas energéticos, (x) Combustíveis Renováveis para Transporte Sustentável/Bioenergia e (xi) Baterias e (xii) Captura e sequestração/Utilização de Carbono (CC(U)S).

No que se refere ao registo de patentes em Portugal, os resultados obtidos através do Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI) demonstram que existe competência nacional relativamente a tecnologias de baixo carbono. Deste tipo de tecnologias foram excluídas as tecnologias ligadas à fusão e fissão nuclear por não serem consideradas no âmbito do “panorama” energético nacional atual e futuro. Dado se pretender saber quais as patentes existentes com base nas competências nacionais, a pesquisa, baseada em palavras-chave (em português) nos vários domínios tendo por base o resumo das patentes, foram consideradas sem restrição de período temporal. Os resultados são apresentados a seguir:

Tabela 53 – Registo de patentes em Portugal [Fonte: INPI]

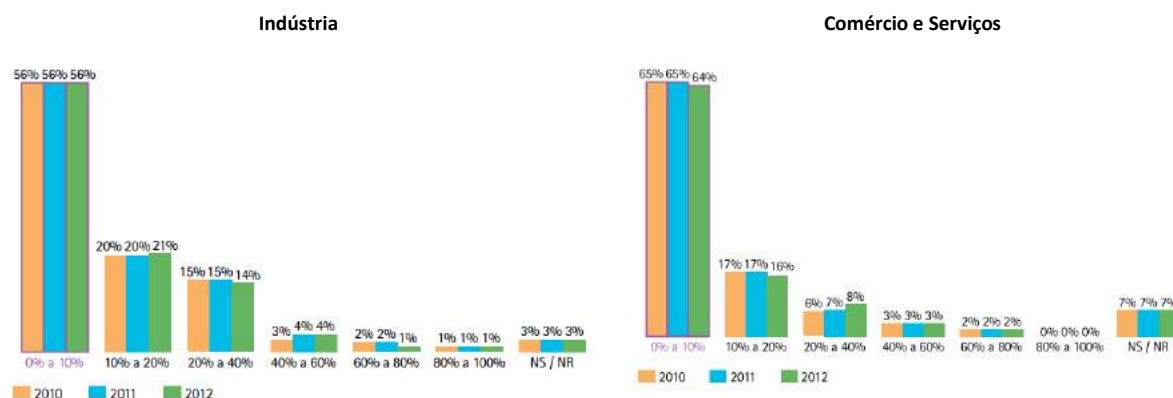
Área Tecnológica/Unidades Registadas													
Eólica	Nº	Solar	Nº	Ondas	Nº	Biomassa	Nº	Hídrica	Nº	Geotérmica	Nº	Outros	Nº
Eólica	30	Solar	94	Energia das ondas	45	Biomassa	3	Hídrica	5	Geotérmica	2	Produção de Hidrogénio	21
Aerogerador	3	Coletor solar	25	Energia das marés	8	Biocombustível	6	Energia hidráulica	8	-	-	Armazenamento de Energia	27
Turbina eólica	18	Painel solar	26	Energia dos oceanos	1	Biodiesel	8	-	-	-	-	-	-
-	-	Solar térmico	16	Correntes marítimas	4	Bioetanol	4	-	-	-	-	-	-
-	-	Solar fotovoltaico	4	Turbina hidráulica	3	Biogás	6	-	-	-	-	-	-
-	-	Solar de concentração	5	Coluna água oscilante	3	Biometano	2	-	-	-	-	-	-

iii. Nível atual dos custos energéticos, inclusive no contexto internacional

O preço da energia é um fator chave na competitividade das empresas. Preços competitivos de energia implicam aumento da competitividade das empresas.

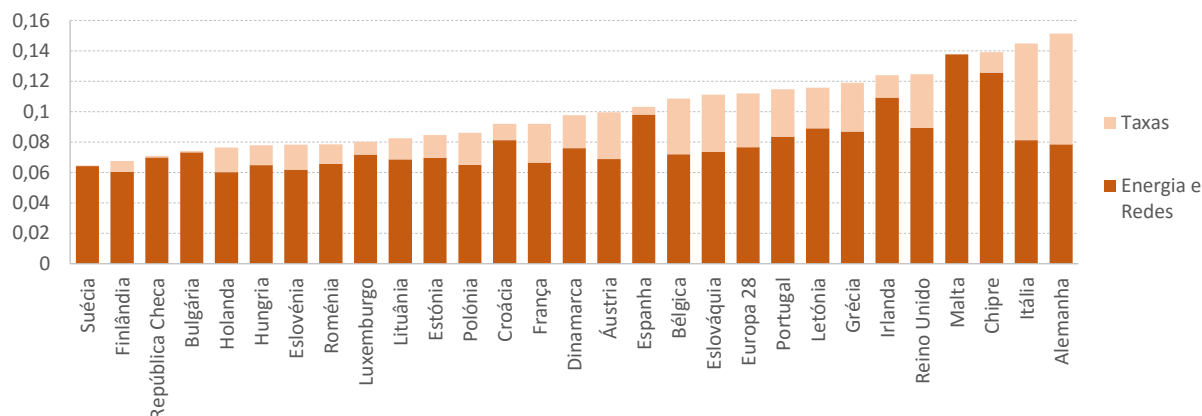
Um estudo da Associação Portuguesa de Energia aponta para que no último triénio, a percentagem do custo com a energia face aos custos totais tem sido inferior a 10% para cerca de 56% das empresas industriais. Para as empresas de comércio e serviços, a percentagem do custo com a energia face aos custos totais, no último triénio, tem sido inferior a 10% para cerca de 64% e 65% destas empresas.

Figura 40 – Percentagem do custo total com a energia, face aos custos totais da empresa [Fonte: APE “A Energia em Portugal: Perspetiva de quem a utiliza 2014”]



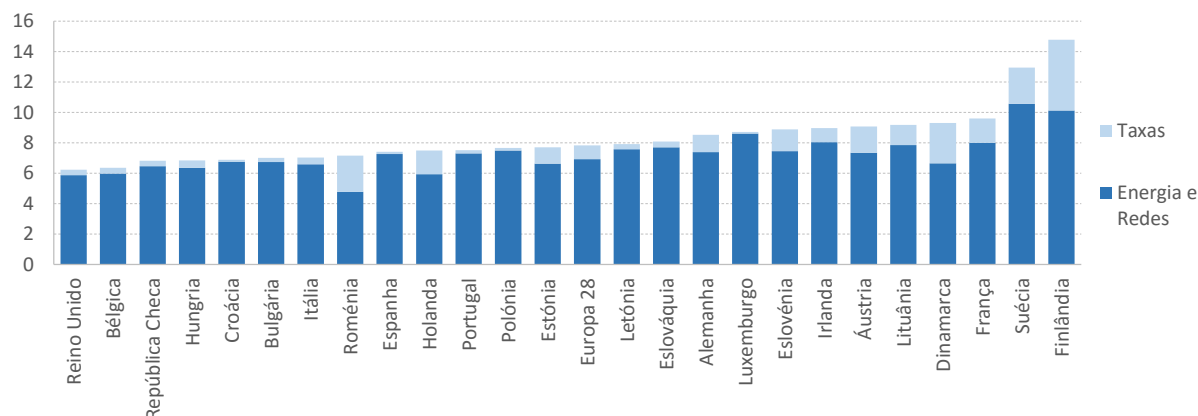
Analisando os preços da eletricidade no setor da indústria por comparação com os países da UE-28 relativos ao 2º semestre de 2017, e considerando os preços sem IVA, constata-se que na banda IC (referência) Portugal encontra-se ligeiramente acima da média da UE-28.

Figura 41 – Preço da Eletricidade no setor da Indústria excluindo IVA e outros impostos e taxas recuperáveis na Banda IC (500 MWh > < 2 000 MWh) nos países da UE-28 relativo ao 2º semestre de 2017 (€/kWh) [Fonte: Eurostat]



Analisando os preços do GN no setor da indústria por comparação com os países da UE-28 referente ao 2º semestre de 2017, e considerando os preços excluindo o IVA e outros impostos e taxas recuperáveis, constata-se que apenas na banda I3 (referência) Portugal encontra-se abaixo da média da UE-28.

Figura 42 - Preço do Gás Natural no setor da Indústria excluindo IVA e outros impostos e taxas recuperáveis na Banda I3 (10 000 GJ > < 100 000 GJ) nos países da UE-28 relativo ao 2º semestre de 2017 (€/GJ) [Fonte: Eurostat]



iv. Projeções de evolução, no respeitante às alíneas i. a iii., com as políticas e medidas vigentes, pelo menos até 2040 (incluindo para o ano de 2030)

Nada a assinalar.

5. AVALIAÇÃO DO IMPACTO DAS POLÍTICAS E MEDIDAS PLANEADAS

5.1. Impactos das políticas e medidas planeadas no sistema energético e nas emissões e remoções de GEE, incluindo a comparação com projeções assentes nas políticas e medidas existentes

- i. Projeções sobre a evolução do sistema energético e das emissões e remoções de GEE, bem como, se pertinente, das emissões dos poluentes atmosféricos de acordo com a Diretiva (UE) 2016/2284 no quadro das políticas e medidas planeadas

No que se refere às projeções de emissões de GEE, adicionalmente ao cenário de políticas existentes, foi desenvolvido um cenário de políticas planeadas com base nos mesmos pressupostos macroeconómicos de evolução de PIB, população e VABs para o período 2020-2030, ligeiramente mais otimistas, mas coerentes com o cenário macroeconómico utilizado no modelo energético nacional (JANUS) e que foi apresentado na seção 4.1.

Neste cenário de políticas planeadas, ao contrário do referente às políticas existentes, foram impostas restrições de emissões no sector energético que permitam a Portugal atingir a neutralidade carbónica em 2050. Este cenário permite assim avaliar o esforço adicional requerido a cada setor, para que globalmente se atinja a neutralidade, não traduzindo exatamente um cenário de políticas e medidas planeadas (as quais ainda se encontram em discussão e desenvolvimento nesta fase).

Tabela 54 – Potencial de reduções de emissões de GEE face a 2005 (%) nos 2 cenários desenvolvidos no contexto RNC2050

Setores	Projeção de redução emissões de GEE face a 2005 (%) – Cenário Políticas Existentes		Projeção de redução emissões de GEE face a 2005 (%) – Cenário Políticas Planeadas	
	2030	2040	2030	2040
Energia	73	89	83	93
Indústria	45	45	45	60
Transportes	48	72	53	84
Serviços	64	82	65	100
Residencial	27	29	29	74
Agricultura	19	19	19	20
Resíduos e Águas Residuais	57	69	57	69
Total sem LULUCF	52	64	56	74

Apresenta-se na Tabela 55 uma súmula dos resultados da modelação efetuada em termos de emissões de GEE setoriais no horizonte 2030 e 2040, num cenário de neutralidade.

Tabela 55 – Projeção de Emissões de GEE (kt CO₂e) – Cenário Políticas Planeadas

Setores	Emissões de GEE (kt CO ₂ e)			
	2005	2020	2030	2040
Energia	26 167	16 239	4 521	1 832
Produção e transformação de energia	23 039	12 942	1 751	363
Refinação	2 466	2 220	1 861	986
Emissões Fugitivas	662	1 077	909	483
Indústria	18 335	12 448	10 175	7 292
Combustão na Indústria	10 758	7 631	5 886	3 392
Processos Industriais	7 577	4 817	4 289	3 900
Transportes	19 594	16 272	9 286	3 222
Serviços	3 166	1 178	1 114	7
Residencial	2 724	2 427	1 934	717
F-gases	212	2 226	877	606
Agricultura	8 213	7 829	6 615	6 535

Agricultura	6 760	6 728	5 498	5 449
Combustão na Agricultura/Floresta/Pesca	1 453	1 102	1 118	1 087
Resíduos e Águas Residuais	7 701	4 405	3 320	2 362
LULUCF	1 520	-4 642	-6 926	-7 795
Total sem LULUCF	86 112	63 025	37 842	22 573
Total com LULUCF	87 632	58 383	30 916	14 778

Verifica-se que existe ainda potencial custo-eficaz para reduzir as emissões de GEE de forma mais acentuada face ao cenário políticas existentes, descarbonizando na sua quase totalidade a produção de eletricidade, a mobilidade e transportes e os edifícios nas próximas duas décadas (2020-2040). Neste contexto, é ainda preciso reforçar o papel de sumidouro das florestas e outros usos do solo, sendo a gestão agroflorestal eficaz um fator determinante para se atingir o objetivo de neutralidade em 2050.

Este cenário de neutralidade serviu ainda para informar as novas metas de redução de emissões de GEE, energias renováveis e eficiência energética definidas para o horizonte 2030, e especificadas no capítulo 2.

No âmbito dos trabalhos do RNC2050 serão igualmente elaboradas estimativas de emissões dos poluentes atmosféricos, sendo de destacar que já a atual Estratégia Nacional para o AR (ENAR 2014-2020) se encontra alinhada com o PNAC, tendo sido desenvolvida em paralelo com o mesmo assente nos mesmos cenários de procura energética e com algumas medidas comuns no que respeita às iniciativas setoriais para as emissões atmosféricas.

No âmbito dos trabalhos do PNEC, em curso, foi identificado um conjunto de indicadores, tendo como ponto de partida os referidos na Parte 2 do Anexo I da proposta de Regulamento relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática, que permitirão avaliar os impactos das políticas e medidas planeadas, em particular, no sistema energético.

ii. Avaliação das interações entre as políticas⁶²

No âmbito dos trabalhos do RNC2050, os resultados preliminares indiciam que uma trajetória de redução de emissões que atinge reduções de -85% a 90% em 2050 comparando com os níveis de 2005, induzirá efeitos significativos nas renováveis e na eficiência energética, prevendo-se que se possa atingir:

- níveis de renováveis no consumo final de energia final muito expressivos chegando a 85-90% em 2050, em particular na produção de eletricidade e nos transportes que poderão atingir a eletrificação plena em 2050 (setor rodoviário e ferroviário);
- um aumento significativo de eficiência da economia, traduzida numa redução do consumo de energia primária da ordem dos 40% em 2050 e numa significativa redução da intensidade energética da economia.

iii. Avaliação das interações entre as políticas e medidas existentes e as planeadas e entre essas políticas e medidas e as medidas de política energética e climática da União

Não disponível nesta fase.

⁶² (entre as políticas e medidas existentes e planeadas numa dimensão estratégica e entre políticas e medidas existentes e planeadas de diferentes dimensões), pelo menos até ao último ano do período abrangido pelo plano, nomeadamente para proporcionar uma boa compreensão do impacto das políticas de eficiência e de economia energética no dimensionamento do sistema energético e para reduzir o risco de paralisação do investimento no abastecimento de energia

5.2. Impactos macroeconómicos e, na medida em que tal seja viável, na saúde, no ambiente, no emprego, na educação, nas competências e impactos sociais, incluindo aspetos transitórios⁶³

Não disponível nesta fase.

5.3. Panorâmica das necessidades de investimento

i. Fluxos de investimento existentes e previsões de investimento futuro no que respeita às políticas e medidas planeadas

Não disponível nesta fase.

ii. Fatores de risco de setor ou de mercado ou obstáculos no contexto nacional ou regional

Não disponível nesta fase.

iii. Análise de apoio ou recursos suplementares de finanças públicas para preencher as lacunas identificadas na sublinha anterior

Não disponível nesta fase.

5.4. Impactos das políticas e medidas planeadas noutros Estados-Membros e na cooperação regional

i. Impactos no sistema energético nos EM vizinhos e noutros EM da região (*)

Não disponível nesta fase.

ii. Impactos nos preços da energia, nos serviços públicos e na integração do mercado da energia

Não disponível nesta fase.

iii. Se pertinente, impactos na cooperação regional

Não disponível nesta fase.

⁶³ (em termos de custos e benefícios e de relação custo-eficácia) das políticas e medidas planeadas descritas na secção 3, pelo menos até ao último ano do período abrangido pelo plano, incluindo a comparação com projeções assentes nas políticas e medidas existentes

Anexo I

Custo das principais tecnologias consideradas no modelo JANUS e no modelo TIMES_PT

Tabela - Custo das tecnologias considerados no modelo Janus

versão 18-12-2018	Investimento (€/W)						OM fixo (€/W)						OM variável (€/MWh)			
	2016		2030		2040		2016		2030		2040		2016	2030	2040	
Carvão	1,9	4	2,3	4	2,3	4	0,035	4	0,035	4	0,035	4	3,4	3,4	3,4	4
Fuelóleo	1,2	4	1,2	4	1,2		0,021	4	0,021	4	0,021		2,76	2,76	2,76	4
Gasóleo	1,2		1,2		1,2		0,021		0,021		0,021		2,76	2,76	2,76	
Gás natural	0,8	4	0,765	4	0,765	4	0,022	4	0,021	4	0,020	4	1,99	1,90	1,81	4
Biogás	0,94	4	0,92	4	0,92	4	0,023	4	0,02	4	0,019	4	0,71	0,71	0,71	4
Incineração de biomassa	4,7	4	4,7*0,9	4	4,7*0,9*0,9	4	0,047	4	0,04	4	0,039	4	3,56	3,56	3,56	4
Incineração de resíduos	2,03	4	2,01	4	2,00	4	0,052	4	0,044	4	0,042	4	0,81	0,81	0,81	4
Solar PV	0,7	12	0,645	12	0,477	12	0,013	12	0,0122	12	0,0115	12	0	0	0	
Solar PV concentrado (CPV)	2,2	8	1,1	8	1,1*0,9		0,022	6	0,011	6	0,011*0,9		0	0	0	
Solar PV com armazenamento	0,8*1,2		0,34*1,2		0,34*0,9*1,2		0,008*1,2		0,003*1,2		0,03*0,9*1,2		0	0	0	
Solar térmico concentrado (CSP)	5,1	7	5,1*0,9		4,59*0,9		5,1*0,02		5,1*0,9*0,02		5,1*0,9*0,9*0,02		0	0	0	
Ondas oceânicas	5	5	2,4	5	2,4*0,9		0,15	5	0,072	5	0,072*0,9		0	0	0	
Eólica <i>off-shore</i> flutuante	4,6	5	2,4	5	2,4*0,9		0,138	5	0,072	5	0,072*0,9		0	0	0	
Eólica <i>on-shore</i>	1,0	12	0,98	12	0,88*0,9		0,018	12	0,018	12	0,018*0,9		0	0	0	
Eólica <i>on-shore</i> com armazenamento	1*1,2		0,88*1,2		0,88*0,9*1,2		0,03*1,2		0,017*1,2		0,017*0,9*1,2		0	0	0	
Geotérmica binária estimulada	4,97	4	4,47	4	4,37		0,095	4	0,095	4	0,095		0,32	0,32	0,32	4
Hidroelétrica - pequena	1,6	7	1,6	7	1,6	7	0,05	7	0,05	7	0,05	7	0,002	0,002	0,002	7
Hidroelétrica - grande	1,3	7	1,3	7	1,3	7	0,03	7	0,03	7	0,03	7	0,0025	0,0025	0,0025	7
Hidroelétrica com bombagem	2,8	2	2,8	2	2,8	2	0,06		0,06		0,06					
Baterias (Li)	2,1	10	1	10	0,9		0,0045	11	0,0045		0,0045					
Eletrolizador PEM	1,2	4, 10	0,7	4, 10	0,7	4	1,2*0,02	4	0,7*0,02		0,7*0,02					
Pilhas de combustível PEM	3,5	13	2	13	2*0,8	13										
Combustíveis sintéticos (H2)	0,5	14	0,3	14	0,3*0,8	14										
Biocombustíveis - pirólise	1,2	9	1,2*0,8	9	1,5*0,8*0,8	9	1,5*0,03	7	1,5*0,8*0,03	7	1,5*0,8*0,8**0,03	7	4	4	4	7
Biocombustíveis - gaseificação	2	15	2*0,8	15	2*0,8*0,8	15	2*0,03	7	2*0,8*0,03	7	2*0,8*0,8**0,03	7	4	4	4	7
Biocombustíveis avançados	3	9	2,5	9	1,5	9	3,5*0,03	9	2,5*0,03	9	1,5*0,03	9				
Biogás	1,3	12	1,25	12	1,15	12	0,0288	12	0,0243	12	0,0238	12	2,56	2,56	2,56	12
Injeção de H2	0,542	12	0,412	12	0,379	12	1,7	12	1,7	12	1,7	12				

Referências

- 1 – IRENA, 2015 “Solar Heating and Cooling for Residential Applications - Technology Brief” (1\$=0,75€)
- 2 – IEA, 2015 "Projected Costs of Generating Electricity"
- 3 – IRENA, 2016 “The Power to Change – solar and wind cost reduction potential to 2025” (1\$=0,75€)
- 4 – EU, 2016 “EU Reference Scenario 2016, Energy, Transport and GHG Emissions, Trends to 2050”
- 5 – Ministério do Mar, 2016 “Energia no Mar – Roteiro para uma Estratégia Industrial das Energias Renováveis Oceânicas”
- 6 – Renováveis Magazine, 2016, Vol. 26, "O valor e o custo da eletricidade produzida por sistemas solares (fotovoltaicos) - 2ª parte, Manuel Colares Pereira, António Joyce, Pedro Reis
- 7 – IRENA, 2017 “Renewable Power Generation Costs in 2017”
- 8 – NREL, Fraunhofer, 2017 “Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology”
- 9 – IRENA, 2016 “Innovation Outlook - Advanced Liquid Biofuels”
- 10 – World Energy Council, 2016 “World Energy resources, E-Storage 2016”
- 11 – J.P. Morgan, 2017 “Eye on the market, Annual Energy Paper”, Michael Cembalest
- 12 – ASSET project, 2018 “Technology pathways in decarbonization scenarios”
- 13 – Sgobbi, A., Nijs, W., Miglio, R.D., Chiodi, A., Gargiulo, M., Thiel, C., (2016). “How far away is hydrogen? Its role in the medium and long-term decarbonization of the European energy system”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 41, 19-35
- 14 – Alexander Tremel et al. “Techno-economic analysis for the synthesis of liquid and gaseous fuels based on hydrogen production via electrolysis”. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 40.35 (2015), pp. 11457-11464
- 15 – Sub Group on Advanced Biofuels – Sustainable Transport Forum, 2017 “Building up the future Cost of Biofuel”, Landälv & Waldheim

Tabela - Custo das principais tecnologias de geração de eletricidade considerados no modelo TIMES_PT (preços €2000)

Gás	Custos de Investimento (2015)	Custos de Investimento (2030)	Custos de Investimento (2040)	Custos Fixos (2015)	Custos Fixos (2030)	Custos Fixos (2040)	Custos Variáveis (2015)	Custos Variáveis (2030)	Custos Variáveis (2040)	Referências
	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/GJ	€/GJ	€/GJ	
Gás Ciclo Combinado convencional	759	759	759	18,96	18,96	18,96	0,48	0,48	0,48	JRC (2013)
Gás Ciclo Combinado Avançada	488	488	488	9,01	9,01	9,01	0,52	0,52	0,52	EDP (2017)
Gás Ciclo Combinado com captura de CO2 pos combustão		888	864		31,74	31,05		0,20	0,20	JRC (2013)
Gas Ciclo Aberto (Peaker) Avançada (OGCC)	373	366	364	9,39	9,20	9,16	0,46	0,46	0,46	JRC (2013)
Diesel	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/GJ	€/GJ	€/GJ	
Turbina a vapor a fuel óleo(Supercritica)	1 399	1 113	1 012	17,94	17,86	17,83	0,58	0,58	0,58	JRC (2013)
Turbina a Diesel (Peaker) Avançada	385	377	375	12,20	11,95	11,90	0,52	0,52	0,52	EDP (2017)
Carvão (Antracite)	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/GJ	€/GJ	€/GJ	
Subcritica (Convencional)	1 049	1 049	1 049	20,98	20,98	20,98	0,27	0,27	0,27	JRC (2013)
Supercritica	1 307	1 307	1 307	26,13	26,13	26,13	0,55	0,52	0,49	JRC (2013)
Fluidized Bed	1 927	1 927	1 927	38,54	38,54	38,54	0,26	0,26	0,26	JRC (2013)
Ciclo Combinado com gaseificação integrada (IGCC)	2 014	1 727	1 558	40,28	34,53	31,17	1,23	1,23	1,23	JRC (2013)
IGCC com Captura de CO2 pre combustão		1 880	1 712		30,58	27,60		0,25	0,25	JRC (2013)
Supercritica + Captura CO2 pós combustão		1 732	1 698		31,16	28,12		0,63	0,61	JRC (2013)
Supercritica + Captura CO2 oxy fuel		1 758	1 486		28,70	25,90		0,96	0,91	JRC (2013)
Nuclear	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/GJ	€/GJ	€/GJ	
Nuclear 3ª geração (Light Water reactor)	3 843	3 843	3 843	69,71	69,71	69,71	0,70	0,67	0,65	JRC (2013)
Nuclear 4ª geração (Fast Reactor)			5 019			57,41	0,70	0,67	0,65	JRC (2013)
Hidrica	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/GJ	€/GJ	€/GJ	
Hidroelectrica de fio de água	1 068	970	888	10,68	9,70	8,88				TIMES_PT Database; JRC/EDP
Hidroelectrica Barragem (elevado AF)	771	747	721	7,71	7,47	7,21	0,47	0,47	0,47	TIMES_PT Database; JRC/EDP
Hidroelectrica Barragem (baixo AF)	771	747	721	7,71	7,47	7,21	0,47	0,47	0,47	TIMES_PT Database; JRC/EDP
Hidroelectrica Barragem com bombagem	593	574	554	5,93	5,74	5,54	0,47	0,47	0,47	TIMES_PT Database; JRC/EDP
Geotérmica	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/GJ	€/GJ	€/GJ	
Sistema Geotérmico Enhanced (Hot dry rock)	6 096	4 612	4 612	213,36	161,40	161,40				JRC (2013)
Geotérmica Hidrotermia com flash	1 676	1 537	1 537	58,67	53,80	53,80				JRC (2013)
Vento	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/KW	€/GJ	€/GJ	€/GJ	
Vento offshore Flutuante	3 596	2 194	1 938	115,07	70,22	62,02				IRENA (2018)
Vento Onshore	826	736	721	30,04	30,04	30,04				EDP (2017)
Micro Eólica	4 291	3 173	2 832	85,82	63,46	56,64	0,10	0,09	0,07	WWEA (2016); Distributed Wind market Report US (2016)