

Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040 (RMSA-E 2023)

Portugal, dezembro de 2023

[página em branco]

Índice

Sumário Executivo	4
1. Enquadramento.....	16
1.1. Enquadramento legislativo.....	16
1.2. Âmbito do RMSA-E	16
2. Caracterização do Sistema Elétrico Nacional	19
2.1. Procura	19
2.2. Oferta	21
2.3. Análise Oferta vs. Procura	24
3. Pressupostos e Análises	27
3.1. Pressupostos gerais.....	27
3.2. Trajetórias analisadas.....	33
3.2.1. Trajetória Conservadora.....	35
3.2.2. Trajetória Ambição	40
3.2.3. Trajetória Ambição - Análise de Sensibilidade à Procura Superior	43
3.2.4. Teste de Stress.....	46
3.2.5. Análise de Sensibilidade Adicional à Oferta	49
3.3. Ambiente e competitividade.....	51
4. Previsão do cumprimento dos objetivos para 2030.....	53
5. Evolução da Rede Nacional de Transporte e das Interligações.....	56
5.1. Desenvolvimento da RNT	56
5.2. Interligações transfronteiriças	58
5.2.1. Situação atual	58
5.2.2. Futuros desenvolvimentos	60
6. Qualidade de Serviço.....	63
6.1. Continuidade de serviço.....	63
6.2. Qualidade da energia elétrica	65
7. Considerações Finais	66
Anexos	72
Anexo 1 – Pressupostos do RMSA-E 2023	
Anexo 2 – Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040	

[página em branco]

Sumário Executivo

Compete à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) a monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), constituindo este documento o “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040” (RMSA-E 2023), no qual foi tida em conta a análise sobre a evolução do SEN no médio e longo prazo que consta no documento “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040”, que se encontra em anexo, e que dele faz parte integrante (Anexo 2).

O RMSA-E é uma peça fundamental para avaliar, no médio e longo prazo, numa perspetiva de segurança de abastecimento, as necessidades do SEN. O RMSA-E deve abranger os requisitos estipulados no artigo 247.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, nomeadamente o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, o nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis, a capacidade suplementar prevista ou em construção, bem como a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face a níveis extremos de procura e às falhas de um ou mais produtores ou comercializadores.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, o RMSA-E deve contemplar, designadamente:

- (i) A segurança do funcionamento das redes e a qualidade de serviço;
- (ii) Os padrões previstos para produção, trocas transfronteiriças e consumo, tendo em consideração as medidas de resposta da procura, de eficiência energética e de produção para autoconsumo;
- (iii) O equilíbrio entre a oferta e a procura, para um período de, pelo menos, cinco anos;
- (iv) As perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade, para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório;
- (v) As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça, pelo menos para os próximos cinco anos;
- (vi) As medidas adotadas e a adotar com vista a reforçar a segurança de abastecimento e, nomeadamente, o tipo de fontes primárias e prioridades da sua utilização, o seu peso na produção de eletricidade, bem como a capacidade de armazenamento, disponível e necessária.

O artigo 23.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, determina a realização, numa base anual, sob responsabilidade da *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), da Avaliação Europeia da Adequação dos Recursos (*European Resource Adequacy Assessment - ERAA*), que visa avaliar a adequação global da rede de eletricidade para suprir a procura atual e prevista de eletricidade ao nível da União e dos Estados-Membros. Por sua vez, o artigo 24.º determina a realização de Avaliações Nacionais da Adequação dos Recursos, com base na metodologia e resultados da avaliação europeia. A metodologia para a ERAA, bem como a metodologia para o cálculo de alguns dos indicadores necessários para essa avaliação foram aprovadas pela *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER) a 2 de outubro de 2020. Tal como em relação à ERAA de 2021, em fevereiro de 2023 a ACER decidiu, no âmbito das suas competências, não

aprovar nem alterar a ERAA de 2022¹, ficando, deste modo, adiada a Avaliação Nacional da Adequação dos Recursos, que depende dos resultados da avaliação europeia. Apesar de ainda não seguir as metodologias aprovadas para as referidas avaliações da adequação dos recursos, o RMSA-E 2023 é o primeiro dos RMSA-E com critérios de adequação baseados exclusivamente no indicador *Lost of Load Expectation* (LOLE). Note-se, a este propósito, que a Norma de Fiabilidade, estabelecida no artigo 25.º do Regulamento (UE) 2019/943 como indicador do nível necessário de segurança do abastecimento do Estado-Membro, e que será calculada no âmbito da Avaliação Nacional da Adequação dos Recursos, será expressa como LOLE.

Na elaboração dos cenários e pressupostos que serviram de base ao estudo vertido neste relatório (detalhados no Anexo 1) foram consideradas as linhas de orientação de política energética referentes à segurança de abastecimento, à promoção de fontes de energia renovável e a medidas de eficiência energética, em particular as consubstanciadas no projeto de atualização do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030)² para o horizonte 2030, designadamente através das projeções para o nível de procura e para a capacidade de oferta, tendo em vista analisar o equilíbrio entre a oferta e a procura e, ainda, proceder a uma análise sobre a existência de riscos de falha face a níveis extremos de procura ou alterações no desenvolvimento do SEN.

SE1 - No que respeita à **evolução da oferta do SEN**, foram definidos **três cenários: Cenário Conservador, Cenário Ambição e Teste de Stress**.

Na componente da oferta da Grande Térmica, considerou-se:

- (i) nos cenários Conservador e Ambição - o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro ocorre no final de 2029, acomodando a previsão estabelecida no projeto de atualização do PNEC 2030 sobre esta matéria;
- (ii) no Teste de Stress - o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro ocorre no final de março de 2024, de acordo com a data de término do respetivo contrato de aquisição de energia.

No que respeita às Grandes Hídricas, considerou-se como referência as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos, de acordo com a informação mais recente relativa aos processos de licenciamento e com a informação dos promotores, sendo que, à data da elaboração dos Pressupostos que constam no Anexo 1, apenas se prevê, para o período em análise, a entrada em serviço do centro electroprodutor do Alto Tâmega (Vidago), no ano de 2024³.

¹ https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions/ACER_Decision_04-2023_ERAA_2022.pdf

² De acordo com o artigo 14.º do Regulamento da Governação da União da Energia e Ação Climática, foi submetido à Comissão Europeia pelo Ministério do Ambiente e Ação Climática, a 30 de junho de 2023, o projeto de atualização do PNEC 2030. A versão final desse Plano deverá ser submetida à Comissão Europeia até 30 de junho de 2024.

³ A entrada em serviço industrial dos dois grupos está prevista para final de março de 2024.

No caso da produção a partir de outras fontes de energia renovável (FER) e cogeração, considerou-se:

- (i) nos Cenários Conservador e Ambição, a informação mais recente disponível à data da elaboração dos Pressupostos, com dados referentes a 31 de dezembro de 2022, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento para a produção centralizada e à capacidade instalada e à potência de ligação prevista e já atribuída para a produção distribuída. Nos Cenários Conservador e Ambição considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2025, 2030, 2035 e 2040 nos cenários *With Existing Measures (WEM)* e *With Additional Measures (WAM)* do projeto de atualização do PNEC 2030, respetivamente, serão atingidos nesses anos, com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.
- (ii) no Teste de Stress, a informação mais recente disponível à data da elaboração dos Pressupostos, com dados referentes a 31 de dezembro de 2022, relativamente à capacidade instalada, a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2023 e ainda a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável.

Para a capacidade FER em licenciamento, tanto no Cenário Conservador como no Ambição, consideraram-se os projetos que ainda não obtiveram licença de produção aos quais foram atribuídas capacidades no âmbito dos leilões de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) de eletricidade produzida em centrais fotovoltaicas, realizados em junho de 2019 e agosto de 2020, dos leilões de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centros eletroprodutores renováveis e em centrais fotovoltaicas flutuantes, realizados em 2021, os projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) e de Distribuição (ORD), ao abrigo da alínea a) do n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, bem como os projetos para os quais foram formalizados acordos entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo.

No que respeita ao armazenamento de eletricidade, no cenário Ambição foram considerados os objetivos de capacidade instalada definidos para 2025, 2030, 2035 e 2040 no cenário WAM do projeto de atualização do PNEC 2030. No cenário Conservador, para os anos de 2025 e 2030 considerou-se, a evolução definida no anterior RMSA-E, que teve por base os resultados do leilão de reserva de capacidade para produção fotovoltaica de agosto de 2020, que incluiu uma modalidade de licitação aplicável aos centros eletroprodutores que dispusessem de capacidade de armazenamento. Relativamente aos anos 2035 e 2040, foi seguida no cenário Conservador uma tendência de crescimento próxima daquela verificada para o cenário Ambição. Foi considerado que as baterias estarão associadas à produção solar, assumindo-se que estas são utilizadas essencialmente para fazer face à variabilidade de produção de fotovoltaica.

SE2 - Para a evolução da procura, para além dos pressupostos macroeconómicos (apresentados no Anexo 1), foi tida em conta a evolução das poupanças de energia elétrica resultantes das medidas de eficiência energética previstas na Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE sobre eficiência energética e a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios, bem como na Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro, que também altera a Diretiva 2012/27/EU, assim como as previsões da

evolução do consumo de veículos elétricos, de veículos híbridos *plug-in*, do autoconsumo, quer das grandes instalações, quer da produção distribuída (UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo, Miniprodução e Microprodução), do consumo dos eletrolisadores para produção de hidrogénio verde, bem como de outros grandes consumidores industriais ligados à RESP.

Outros instrumentos e estratégias foram tidas em conta na evolução da procura considerada no RMSA-E 2023, como o projeto de atualização do PNEC 2030, o Decreto-Lei n.º 64/2020, de 10 de setembro, que estabelece a obrigação de se atingirem metas cumulativas, no período 2021-2030, equivalentes a novas economias anuais de, pelo menos, 0,8% do consumo de energia final, a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), que estabelece medidas e objetivos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, para converter o parque nacional de edifícios num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética, e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), que enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético, promovendo a sua introdução gradual enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada. As metas estabelecidas na EN-H2 contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, parte da mesma interligada com o SEN, o que foi, também, considerado no projeto de atualização do PNEC 2030 e, como tal, os respetivos impactos são avaliados no RMSA-E 2023.

No que diz respeito ao consumo de eletricidade associado à mobilidade elétrica foi tida em conta a evolução prevista no projeto de atualização do PNEC 2030 para o número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV) e *Battery Electric Vehicle* (BEV), de veículos ligeiros de mercadorias com tecnologia BEV e de veículos pesados de passageiros com tecnologia BEV. No caso dos veículos pesados de mercadorias com tecnologia BEV, bem como dos navios fluviais de passageiros elétricos, não existindo novos dados e informações sobre a sua evolução, foram consideradas as projeções do exercício do RMSA-E anterior.

No RMSA-E 2023 foram consideradas duas estratégias distintas e contrastantes de carregamento de veículos elétricos (BEV e PHEV):

- (i) *Direct Recharging*, baseada no princípio de que o carregamento do veículo é efetuado sempre que necessário. Em termos tarifários, os consumidores não são influenciados pelas variações do preço da energia ao longo do dia;
- (ii) *Valley Recharging*, que privilegia o carregamento do veículo nos períodos de vazio, durante o qual o preço da eletricidade é mais baixo.

Para estimar o consumo dos veículos elétricos, em ambas as trajetórias, consideraram-se as seguintes simulações:

- Para os veículos ligeiros de passageiros (BEV e PHEV) e de mercadorias (BEV) – Duas simulações:
 - a) 20% assumem a estratégia *Direct Recharging* e 80% a estratégia *Valley Recharging*;
 - b) 60% assumem a estratégia *Direct Recharging* e 40% a estratégia *Valley Recharging*;
- Para os veículos pesados de passageiros (BEV) - 20 % utilizam a estratégia *Direct Recharging* e 80% a estratégia *Valley Recharging*.

Como resultado, foram analisados cinco cenários de evolução da procura:

1. Cenário Inferior Conservador, que combina condições menos favoráveis de crescimento económico com um cenário moderado no que respeita aos objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética, expressão moderada na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos *plug-in*, progressão moderada da produção de H₂ verde e outros grandes consumos ligados à RESP, e progressão mais lenta da descentralização da produção);
2. Cenário Central Conservador, que combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário moderado dos objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética, expressão moderada na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos *plug-in*, progressão moderada da produção de H₂ verde e outros grandes consumos ligados à RESP e progressão mais lenta da descentralização da produção);
3. Cenário Central Ambição, que combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário mais ambicioso no que respeita aos objetivos de política energética (progressão mais rápida na implementação de medidas de eficiência energética, progresso significativo na penetração dos veículos elétricos e híbridos *plug-in*, progressão mais rápida da produção de H₂ verde e outros grandes consumos ligados à RESP e descentralização da produção consistente, com maior implementação e impacto no autoconsumo);
4. Cenário Superior Ambição, que combina condições mais favoráveis de crescimento económico com um cenário mais ambicioso de objetivos de política energética (progressão mais rápida na implementação de medidas de eficiência energética, progresso significativo na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos *plug-in*, progressão mais rápida da produção de H₂ verde e outros grandes consumos ligados à RESP e descentralização da produção consistente, com maior implementação e impacto no autoconsumo);
5. Cenário Superior Ambição – Teste de Stress, que considera as mesmas condições de crescimento económico e o mesmo cenário de objetivos de política energética que o cenário Superior Ambição, mas que assume uma evolução da capacidade instalada diferente, uma vez que considera apenas a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até final de 2023, tendo por isso implícito um cenário de autoconsumo distinto.

SE3 - Tendo em conta os cenários de evolução da oferta e da procura anteriormente elencados, foram analisadas três trajetórias, duas das quais incluem análises de sensibilidade à procura, como descrito de seguida:

1. **Trajectoria Conservadora** - assumindo o cenário Central Conservador da procura e o cenário Conservador da oferta, incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo

combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Foi também efetuada para esta trajetória uma análise de sensibilidade à procura, assumindo o cenário Inferior Conservador;

2. **Trajectoria Ambição** - assumindo o cenário Central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta, incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Foram efetuadas, ainda, para esta trajetória as seguintes análises de sensibilidade:

- a) à procura, em todos os horizontes, assumindo o cenário Superior Ambição;
- b) à procura Superior Ambição, em 2030, considerando 2GW de consumo de grandes consumidores a abastecer pela RESP.

3. **Teste de Stress** – assumindo o cenário Superior Ambição – Teste de Stress da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em março de 2024 (de acordo com a data estabelecida no CAE) e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2023.

Considerando o contexto macroeconómico desfavorável à data da elaboração do RMSA-E 2023, bem como as perspetivas para o futuro próximo, foi efetuada, ainda, uma **análise de sensibilidade adicional à oferta**, em 2025 e 2030, considerando uma evolução da capacidade eólica, solar e cogeração mais reduzida que a evolução do cenário Conservador.

SE4 - Das análises efetuadas para os cenários definidos são de salientar os seguintes resultados:

1. Os cenários de procura, essenciais para orientar a evolução da oferta, apontam para uma estabilização do consumo de eletricidade no período 2024-2040, com taxas médias de crescimento anual⁴ de 0,4% no Cenário Superior Ambição, 0,2% no Cenário Central Ambição, -0,1% no Cenário Central Conservador e -0,4% no Cenário Inferior Conservador. No Cenário Superior Ambição – Teste de Stress a taxa média de crescimento anual no período 2024-2027 é de 3,2%.

As previsões de evolução da procura do RMSA-E 2023 são inferiores às do RMSA-E anterior em todos os cenários. A partir de 2034, a procura em todos os cenários está abaixo da envolvente da procura dos cenários do RMSA-E 2022. No horizonte do estudo, o cenário Superior Ambição está abaixo da envolvente com uma variação de -17% e o cenário Inferior Conservador com uma variação de -15%, sendo que o valor do consumo no cenário Superior Ambição é praticamente igual ao do cenário Inferior Conservador do RMSA-E 2022. Esta situação fica a dever-se, essencialmente:

- à evolução mais relevante do autoconsumo por via do aumento da produção distribuída, com impacto no sentido da redução do consumo;

⁴ Consumo referido à produção líquida (Consumo Total no Continente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição) excluindo energia dedicada ao H₂ em circulação na RNT.

- ao menor impacto da mobilidade elétrica nos consumos;
- ao facto da produção não dedicada para o H₂ ser inferior à do RMSA-E 2022.

2. O sistema electroprodutor nacional evoluirá no sentido da aceleração da penetração das fontes de energia renovável (FER), o que coloca desafios crescentes à gestão da intermitência e variabilidade da produção associada a estas fontes. Além disso, perspectiva-se uma crescente eletrificação dos consumos, em particular no sector dos transportes, o que aumenta a complexidade da gestão da rede e dos consumos.

3. Na Trajetória Conservadora, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o indicador *Lost of Load Expectation* (LOLE) ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, com exceção de 2025. Em 2030 o LOLE atinge 42 h/ano e em 2040 o valor de 184 h/ano. Num ambiente de funcionamento normal do mercado (com cerca de 2700 MW de capacidade para trocas comerciais nas interligações) é razoável considerar que existe capacidade de resposta a este cenário. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular no mercado intradiário, a disponibilidade de meios nacionais será essencial para a garantia de abastecimento dos consumos, devendo ser ativadas as seguintes medidas para garantir a segurança de abastecimento do SEN:

i) Do lado da oferta:

Solicitação da ativação de um programa de apoio ao operador do sistema elétrico espanhol (conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 19 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema);

ii) Do lado da procura:

- Redução do consumo dos consumidores industriais elegíveis com os quais existam contratos de prestação desse serviço ou mecanismo equivalente – Banda de Reserva de Regulação (BRR).
- Deslastres pontuais de consumos não prioritários, conforme previsto no protocolo entre os operadores das redes de transporte e de distribuição de eletricidade, no caso de incumprimento das instruções referidas na medida anterior por parte dos clientes interruptíveis.

Até 2030, na Trajetória Conservadora, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento (LOLE ≤ 5h/ano) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 10% e 35% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4 200 MW), acrescido de uma capacidade adicional de 785 MW. No ano de 2040, para cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (4 700 MW), identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 1 090 MW.

4. Na trajetória Ambição, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Em 2030 o LOLE atinge 21 h/ano e em 2040 o valor de 479 h/ano.

Até 2030, na Trajetória Ambição, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 10% e 30% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4200 MW). No ano de 2040, para se cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (4700 MW) identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 2450 MW.

5. Na Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Em 2030 o LOLE atinge 28 h/ano e em 2040 o valor de 694 h/ano.

Na análise adicional de sensibilidade à procura que considera 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP no estádio de 2030, o LOLE atinge 86 h/ano, podendo, também, ser necessária a aplicação de medidas mitigadoras para suprir necessidades de reserva operacional.

Até 2030, na Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 20% e 40% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4 200 MW), acrescido de uma capacidade adicional de 390 MW. No ano de 2040, para cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (4 700 MW), identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 2 940 MW.

Na análise de sensibilidade adicional à procura que considera 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP em 2030, a necessidade de NTC ascende a 55%, correspondente a 2 310 MW.

6. No Teste de Stress, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em 2024, tanto no estudo base, como na simulação adicional que considera apenas os três anos hidrológicos mais secos, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Nas condições do Teste de Stress, para garantir o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento em 2024, identificou-se a necessidade de capacidade de oferta adicional entre 1 750 MW e 1 950 MW, dependendo das condições hidrológicas consideradas (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos, respetivamente).

Mesmo admitindo o prolongamento do funcionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro para além da data de fim do CAE, para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, os estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional de aproximadamente 950 MW. Daqui se conclui a importância de manter a CCTO em operação para além da data de fim do CAE.

7. Da análise de sensibilidade adicional à oferta na trajetória Conservadora, que assume uma evolução mais reduzida da capacidade eólica, fotovoltaica e cogeração que no cenário Conservador, constata-se que, considerando um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o indicador LOLE aumenta significativamente face à trajetória Conservadora (7,5 vezes em 2025, para 30 h/ano e 3,5 vezes em 2030, para 146 h/ano), levando ao incumprimento do padrão de segurança de abastecimento em 2025. Nestas condições, as necessidades de NTC para garantir o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento serão de 30% (1 260 MW) em 2025 e de 50% (2 100 MW) em 2030. Caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro é essencial para efeitos de segurança do abastecimento do SEN, mesmo após a data de desclassificação prevista para final de 2029.

8. As emissões totais anuais de CO₂ resultantes da produção pelas centrais termoelétricas em regime ordinário sofrem, nas trajetórias em análise, um decréscimo assinalável face a 2022 (5,2 Mt; IPH = 0,63), principalmente justificado pela penetração crescente de FER. Entre 2024 e 2030, considerando a média dos regimes hidrológicos, as emissões evoluem de 3,4 ou 3,5 Mt para 0,5 Mt ou 0,3 Mt, consoante se trate da Trajetória Conservadora ou da Trajetória Ambição, respetivamente. Em 2040, as estimativas apontam para que as emissões totais anuais de CO₂ sejam praticamente nulas, em ambas as trajetórias.

A taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás (média dos regimes hidrológicos), nas condições da Trajetória Conservadora, decresce de 30,6% em 2024 para 6,0% em 2030. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Conservador, a taxa de utilização média decresce de 30,0% em 2024 para 5,8% em 2030. Na trajetória Ambição, a taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás (média dos regimes hidrológicos) decresce de 31,3% em 2024 para 3,8% em 2030. Em 2035 e 2040, a utilização das centrais de ciclo combinado a gás terá significado apenas para efeitos de segurança de abastecimento.

9. Ao nível das interligações entre Portugal e Espanha, com os projetos de investimento em curso ou previstos implementar, estima-se que a capacidade de interligação aumente para 3 500 MW no sentido Portugal→Espanha e 4 200 MW no sentido Espanha→Portugal, no horizonte 2030.

No curto prazo (2024), tendo em consideração o acordo estabelecido entre a REN e a *Red Eléctrica de España* (REE), validado pela ERSE, que teve início na primeira metade de 2021, relativo à possibilidade de redespacho de geração em Espanha para mitigar a restrição de desvio angular⁵, poderão ser alcançados valores sustentados de capacidade de interligação com mínimos estimados de 2 700 MW em ambos os sentidos.

⁵ Esta possibilidade assenta num acordo estabelecido entre a REN e a REE, com a concordância da ERSE.

No horizonte 2025, com a entrada em serviço da linha de interligação a 400 kV Minho - Galiza (prevista ocorrer até final de 2024), será possível ultrapassar as restrições de rede ainda existentes e alcançar, em ambos os sentidos, valores mínimos de capacidade comercial de interligação acima dos 3 000 MW, objetivo proposto pelos Governos de Portugal e Espanha em Cimeira Ibérica no âmbito da criação do MIBEL.

Para o horizonte 2030, um conjunto de análises de muito longo prazo realizado pelos ORT de Portugal e Espanha conduziu a uma estimativa de valores de capacidade de interligação correspondentes aos já previstos para 2025 (3 500 MW no sentido Portugal→Espanha e 4 200 MW no sentido Espanha→Portugal).

Em 2040, as capacidades comerciais de interligação poderão situar-se nos 4 000 MW no sentido Portugal→Espanha e nos 4 700 MW no sentido Espanha→Portugal, valores identificados como “*Target Capacities*” para a fronteira Portugal-Espanha em estudos realizados no âmbito do *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) de 2022, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

Em 2022 registou-se um valor médio de capacidade comercial de interligação na ordem dos 2 750 MW no sentido Portugal→Espanha e na ordem dos 3 633 MW no sentido Espanha→Portugal, o que conduz a um valor de capacidade de interligação de cerca de 14,1%. Apesar de se ter atingido um rácio entre a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha (sentido da importação) e a capacidade instalada no SEN próximo de 15%, a ambição 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 nos Pirenéus, fronteira entre Espanha e França.

Em 2030, estima-se que a capacidade de trocas comerciais nas interligações (NTC) de 4 200 MW (assumindo o valor máximo Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 4% e 3%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente, configurando, assim, a expectativa de que na maior parte do tempo exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha⁶. Em 2040, estima-se que a NTC de 4 700 MW (assumindo o valor máximo Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 1%, nas trajetórias Conservadora e Ambição.

10. Para fazer face à desclassificação das centrais a carvão de Sines e do Pego, ocorrida durante o ano de 2021, está previsto, no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT-E 2021), um conjunto de reforços que, assumindo a sua colocação atempada em serviço, permitirão ultrapassar potenciais dificuldades e restrições pontuais à operação da rede, dependendo dos regimes de funcionamento, perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país.

Relativamente às previsões de instalação de novos empreendimentos de geração baseados no aproveitamento da energia solar e eólica, constata-se que a rede atual, mesmo acrescida da capacidade decorrente dos reforços de rede já licenciados e/ou aprovados no âmbito do PDIRT-E 2021, mas ainda não construídos, não tem capacidade suficiente para a receção da nova geração associada às novas metas de

⁶ Simulações com o modelo VALORAGUA. Da simulação com o modelo PS-MORA, em base horária, resulta uma utilização do valor máximo do NTC (PTIES = 3500 MW e ESPT = 4200MW) de 5% na Trajetória Ambição e 7% na Trajetória Conservadora.

FER. No âmbito da preparação da elaboração do PDIRT-E 2023 foi já identificada pelo ORT, e comunicada à tutela, a necessidade de implementação de novos projetos de expansão da RNT, com expressão territorial relevante, com vista, em particular, ao cumprimento de novos acordos para atribuição de reserva de capacidade de injeção na RNT e das novas metas de FER estabelecidas na proposta de atualização do PNEC, não consideradas no PDIRT-E 2021.

11. Até à entrada em serviço da linha Feira-Ribeira de Pena a 400 kV, o sistema eletroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena-Vieira do Minho a 400 kV, convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores de elevada potência da bacia do Cávado, para o mesmo nó de rede. Tal situação exige que o gestor global do SEN tenha de avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de segurança, impondo as restrições que tiver que determinar à referida produção, em função das condições da rede e do SEN em concreto.

Com a desclassificação da central a carvão de Sines acentuaram-se os trânsitos norte-sul, nomeadamente perante situações de elevada produção a norte e ausência ou muita reduzida produção na zona sul. Para continuar a assegurar as condições de segurança de operação da rede é importante o reforço da Rede Nacional de Transporte (RNT) a norte da Grande Lisboa com a linha a 400 kV Fanhões - Rio Maior, para além do eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique – Tavira.

A geração distribuída já instalada ou prevista ser instalada na Rede Nacional de Distribuição (RND), fotovoltaica e outras, tem vindo a ter um crescimento significativo, aumentando os fluxos de energia no sentido da RND para a RNT.

O forte crescimento prospetivado para nova geração fotovoltaica e eólica ligada na RNT e na RND exige um grande esforço em novos reforços de rede. Para isso é necessária a efetiva agilização dos procedimentos de licenciamento e de avaliação ambiental das novas infraestruturas da RNT e da RND, para que a rede evolua em sintonia com o crescimento do parque electroprodutor.

O crescimento sustentado da geração variável solar e eólica aumenta as necessidades de flexibilidade proporcionadas atualmente pela geração síncrona convencional, como sejam o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia.

O RMSA-E 2023 é o primeiro dos RMSA-E com critérios de adequação baseados exclusivamente no indicador LOLE. Note-se, a este propósito, que a Norma de Fiabilidade, estabelecida no artigo 25.º do Regulamento (UE) 2019/943 como indicador do nível necessário de segurança do abastecimento do Estado Membro, e que será calculada no âmbito da Avaliação Nacional da Adequação dos Recursos, será expressa como LOLE. Tal como em relação à ERAA de 2021, em fevereiro de 2023 a ACER decidiu, no âmbito das suas competências, não aprovar nem alterar a ERAA de 2022, ficando, deste modo, adiada a Avaliação Nacional da Adequação dos Recursos, que depende dos resultados da avaliação europeia.

13. Quanto à qualidade de serviço, de acordo com o Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Sector Elétrico de 2022, em 2022 verificou-se que a continuidade de serviço percecionada pelos clientes das redes

de distribuição melhorou face a 2021. O impacto reduzido dos eventos excecionais contribuiu para que o desempenho dos indicadores gerais de continuidade de serviço do ORD melhorasse significativamente face ao desempenho verificado no ano anterior. No caso da RNT, a evolução dos indicadores gerais mostra que o ano de 2022 apresentou valores superiores aos registados nos dois últimos anos para a generalidade dos indicadores de continuidade de serviço.

No que diz respeito à qualidade da energia elétrica, tal como no ano anterior, em 2022 foram identificados, tanto no RNT como na RND, alguns incumprimentos dos valores regulamentares, nomeadamente os relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica no caso da RNT e aos valores de tremulação, ao valor eficaz da tensão e às tensões harmónicas na RND.

1. Enquadramento

1.1. Enquadramento legislativo

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

O Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do SEN (RMSA-E) deverá abranger os requisitos estipulados no artigo 247.º do referido Decreto-Lei, nomeadamente o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, o nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis, a capacidade suplementar prevista ou em construção, bem como a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face a níveis extremos de procura e às falhas de um ou mais produtores ou comercializadores.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, o RMSA-E deve contemplar, designadamente:

- (i) A segurança do funcionamento das redes e a qualidade de serviço;
- (ii) Os padrões previstos para produção, trocas transfronteiriças e consumo, tendo em consideração as medidas de resposta da procura, de eficiência energética e de produção para autoconsumo;
- (iii) O equilíbrio entre a oferta e a procura, para um período de, pelo menos, cinco anos;
- (iv) As perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade, para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório;
- (v) As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça, pelo menos para os próximos cinco anos
- (vi) As medidas adotadas e a adotar com vista a reforçar a segurança de abastecimento e, nomeadamente, o tipo de fontes primárias e prioridades da sua utilização, o seu peso na produção de eletricidade, bem como a capacidade de armazenamento, disponível e necessária;

1.2. Âmbito do RMSA-E

A segurança de abastecimento tem estado sempre no centro das políticas energéticas a nível nacional e a nível comunitário. Situações de disrupção no abastecimento energético a alguns Estados-Membros da União Europeia (UE) despertaram a atenção para a necessidade do reforço das políticas na área da segurança energética, tendo a UE vindo a adotar um conjunto de iniciativas e medidas que, entre outros objetivos, promove o reforço das infraestruturas de forma a dotar o sistema energético de capacidade de resiliência face a potenciais interrupções no abastecimento. Lembra-se, a esse propósito, que um dos pilares do conceito da União da Energia é a segurança energética, como plasmado no Regulamento (UE) 2018/1999, relativo à Governação da União da Energia e Ação Climática. A nível nacional, um dos objetivos estratégicos

do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC)⁷ corresponde à garantia da segurança do abastecimento, pressupondo a sua correta e efetiva monitorização.

No contexto da invasão da Ucrânia pela Rússia e das respetivas implicações no sistema energético europeu, a Comissão Europeia apresentou, a 18 de maio de 2022, o plano *REPowerEU*, com o objetivo de pôr termo à dependência dos combustíveis fósseis russos, o mais tardar até 2027. Para atingir tal objetivo, o plano *REPowerEU* enuncia, entre outras, medidas com vista à aceleração da transição energética e à diversificação do aprovisionamento energético.

Por outro lado, a crescente penetração das energias renováveis no sistema electroprodutor, que acarreta questões de variabilidade e intermitência, aliada à crescente eletrificação de alguns sectores da economia, como é o caso do sector dos transportes, reforçam a necessidade de avaliar a resiliência do sistema elétrico para fazer face a estes desafios num futuro próximo.

Neste contexto, a monitorização da segurança do abastecimento surge como peça fundamental para avaliar, no médio a longo prazo, as necessidades do SEN.

Funcionando o SEN num ambiente de mercado liberalizado, compete ao Governo garantir a sua segurança de abastecimento, atuando de forma supletiva à iniciativa privada, através da adoção de medidas adequadas sempre que se verifique um desequilíbrio entre a oferta e a procura, designadamente as respeitantes à gestão técnica global do sistema, à diversificação das fontes de abastecimento e ao planeamento, construção e manutenção das infraestruturas necessárias. Neste modelo de funcionamento a monitorização permanente do sector elétrico é uma condição necessária à garantia da segurança de abastecimento do SEN, ao permitir a tomada de decisões em devido tempo.

Pretende-se com o RMSA-E 2023 apresentar uma perspetiva da evolução do SEN, ao nível de Portugal Continental, tendo em vista a segurança de abastecimento e os requisitos necessários à sua manutenção em níveis adequados, para o horizonte 2024-2040, e num quadro de integração no Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL), para o que estiveram presentes, na elaboração do presente relatório, os seguintes aspetos:

- Linhas de orientação política referente às perspetivas de promoção das fontes de energia renovável e medidas de eficiência energética e respetivos impactos ambientais (em particular as consubstanciadas no projeto de atualização do PNEC);
- Nível de procura atual e prevista;
- Capacidade de oferta atual e prevista (licenciada, em licenciamento ou em construção);
- Equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional;
- Qualidade de serviço e o nível de manutenção das redes.

⁷ De acordo com o artigo 14.º do Regulamento da Governação da União da Energia e Ação Climática, foi submetido à Comissão Europeia pelo Ministério do Ambiente e Ação Climática, a 30 de junho de 2023, o projeto de atualização do PNEC 2030. A versão final desse Plano deverá ser submetida à Comissão Europeia até 30 de junho de 2024.

O RMSA-E 2023 apresenta igualmente uma análise relativa à segurança do funcionamento das redes, visando a identificação de medidas destinadas a reforçar a segurança de abastecimento, incluindo futuros desenvolvimentos da rede e intenções de investimento em capacidade de interligação.

O artigo 23.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, determina a realização, numa base anual, sob responsabilidade da *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), da Avaliação Europeia da Adequação dos Recursos (*European Resource Adequacy Assessment*, ERAA), que visa avaliar a adequação global da rede de eletricidade para suprir a procura atual e prevista de eletricidade ao nível da União e dos Estados-Membros. Por sua vez, o artigo 24.º determina a realização de Avaliações Nacionais da Adequação dos Recursos, com base na metodologia e resultados da avaliação europeia. A metodologia para a ERAA, bem como a metodologia para o cálculo de alguns dos indicadores necessários para essa avaliação foram aprovadas pela *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER) a 2 de outubro de 2020. Tal como em relação à ERAA de 2021, em fevereiro de 2023 a ACER decidiu, no âmbito das suas competências, não aprovar nem alterar a ERAA de 2022⁸, ficando, deste modo, adiada a Avaliação Nacional da Adequação dos Recursos, que depende dos resultados da avaliação europeia. Apesar de ainda não seguir as metodologias aprovadas para as referidas avaliações da adequação dos recursos, o RMSA-E 2023 é o primeiro dos RMSA-E com critérios de adequação baseados exclusivamente no indicador *Lost of Load Expectation* (LOLE). Note-se, a este propósito, que a Norma de Fiabilidade, estabelecida no artigo 25.º do Regulamento (UE) 2019/943 como indicador do nível necessário de segurança do abastecimento do Estado-Membro, e que será calculada no âmbito da Avaliação Nacional da Adequação dos Recursos, será expressa como LOLE..

⁸ https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions/ACER_Decision_04-2023_ERAA_2022.pdf

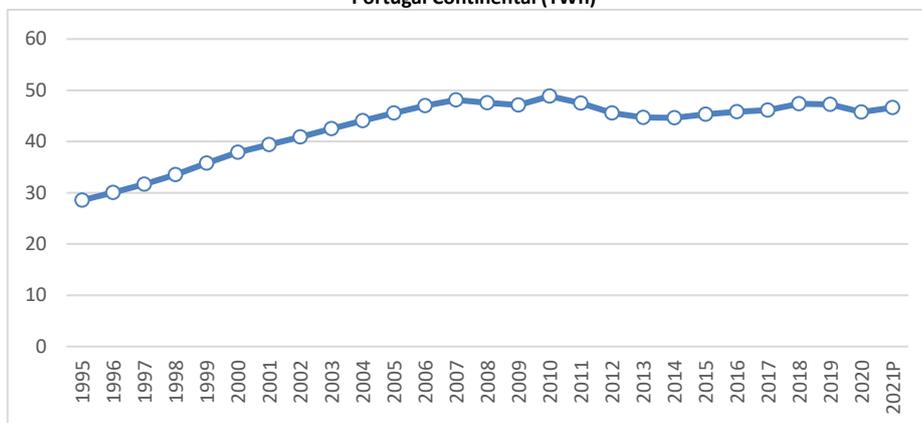
2. Caracterização do Sistema Elétrico Nacional

Apresenta-se, de seguida, uma caracterização do SEN, ao nível de Portugal Continental, de forma resumida, nos aspetos mais relevantes referentes à procura e à oferta.

2.1. Procura

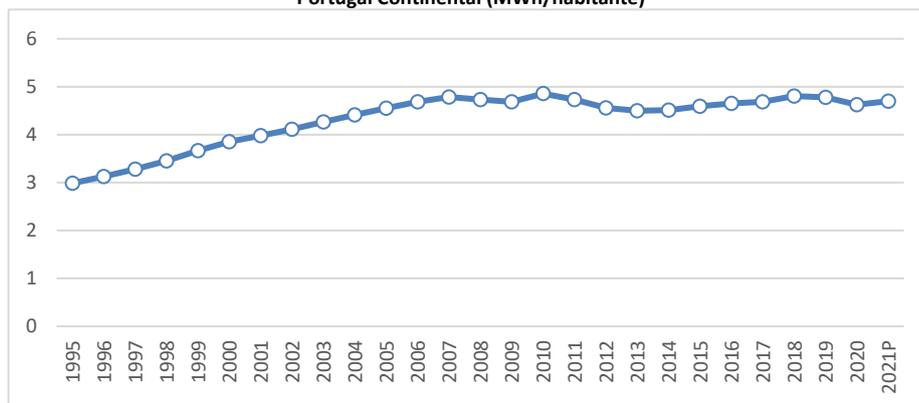
A procura de eletricidade em Portugal Continental registou um ligeiro acréscimo nos dez anos compreendidos entre 2012 e 2021, verificando-se uma taxa de crescimento média anual (tcma) de 0,25% neste período. Em 2021, o consumo total de eletricidade em Portugal Continental situou-se em cerca de 46,6 TWh, o que correspondeu a um aumento de aproximadamente 1,8% face a 2020. Relativamente ao consumo de eletricidade per capita, em 2021 verificou-se um consumo de cerca de 4,7 MWh/habitante, o que representa um aumento de aproximadamente 1,6% face a 2020.

Figura 1 - Evolução do consumo de eletricidade em Portugal Continental (TWh)



Fonte: DGEG

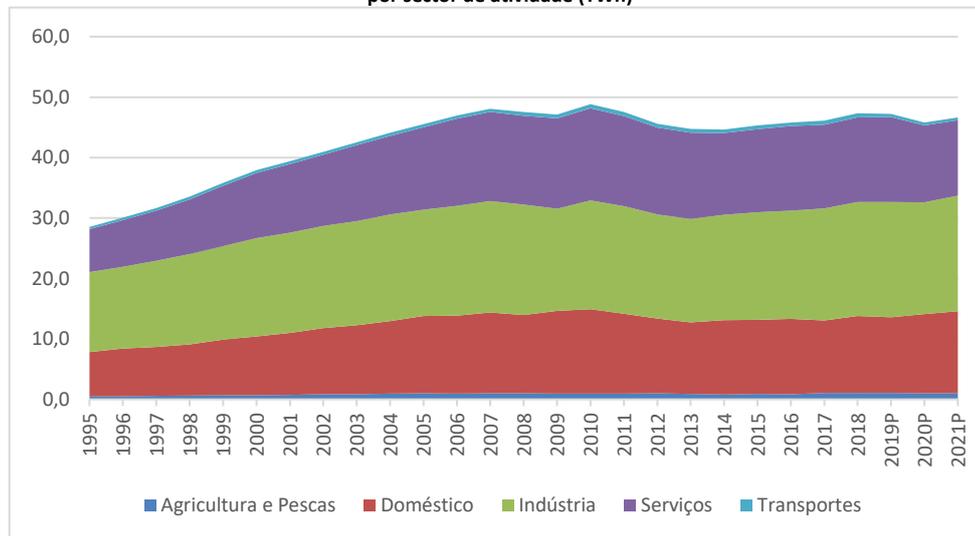
Figura 2 - Evolução do consumo de eletricidade *per capita* em Portugal Continental (MWh/habitante)



Fonte: DGEG, INE

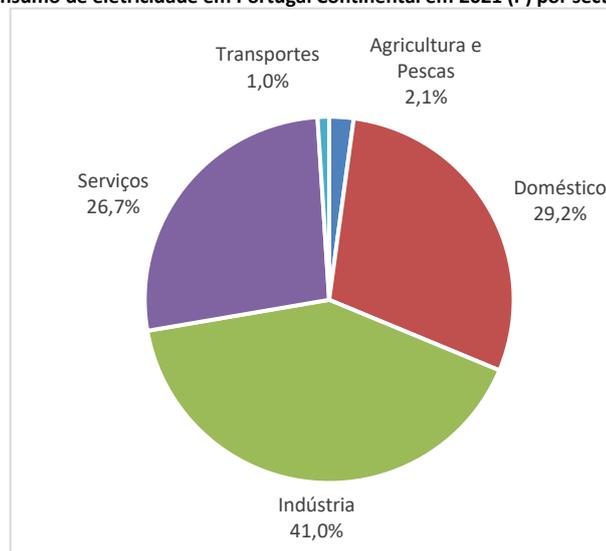
Em termos sectoriais, o sector da indústria representou a maior fatia de consumo de eletricidade em Portugal Continental em 2021 com cerca de 41,0%, seguido do sector doméstico com aproximadamente 29,2%, do sector dos serviços com 26,7%, e dos sectores da agricultura e pescas e transportes com cerca de 2,1% e 1,0%, respetivamente.

Figura 3 - Evolução do consumo de eletricidade em Portugal Continental por sector de atividade (TWh)



Fonte: DGEG

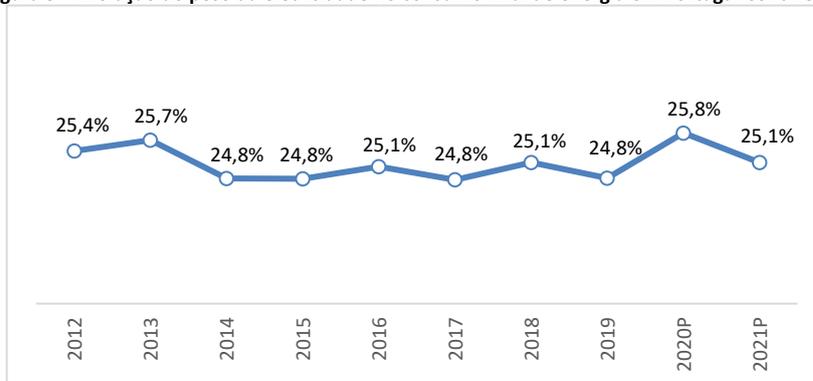
Figura 4 - Consumo de eletricidade em Portugal Continental em 2021 (P) por sector de atividade



Fonte: DGEG

O peso da eletricidade no consumo total de energia final em Portugal Continental tem vindo a manter-se relativamente estável nos últimos anos, registando-se um ligeiro decréscimo de 0,3% no período 2012-2021. Em 2021 o consumo de eletricidade em Portugal Continental representou cerca de 25,1% do consumo total de energia final.

Figura 5 – Evolução do peso da eletricidade no consumo final de energia em Portugal Continental

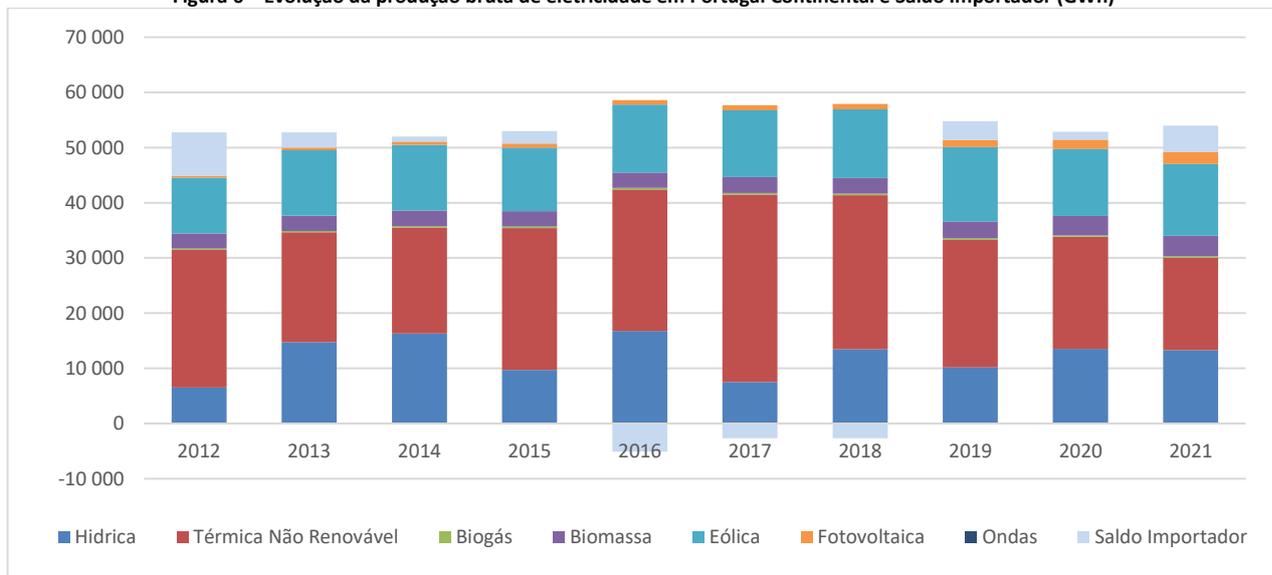


Fonte: DGEG

2.2. Oferta

A produção bruta de eletricidade em Portugal Continental em 2021 foi de cerca de 49,2 TWh, valor 4% inferior ao registado em 2020, sendo que no período 2012-2021 se registou uma tcma de 1,0%. Em 2021, tal como em 2020, o saldo importador de eletricidade registou um valor positivo (4 753 GWh).

Figura 6 – Evolução da produção bruta de eletricidade em Portugal Continental e Saldo Importador (GWh)⁹

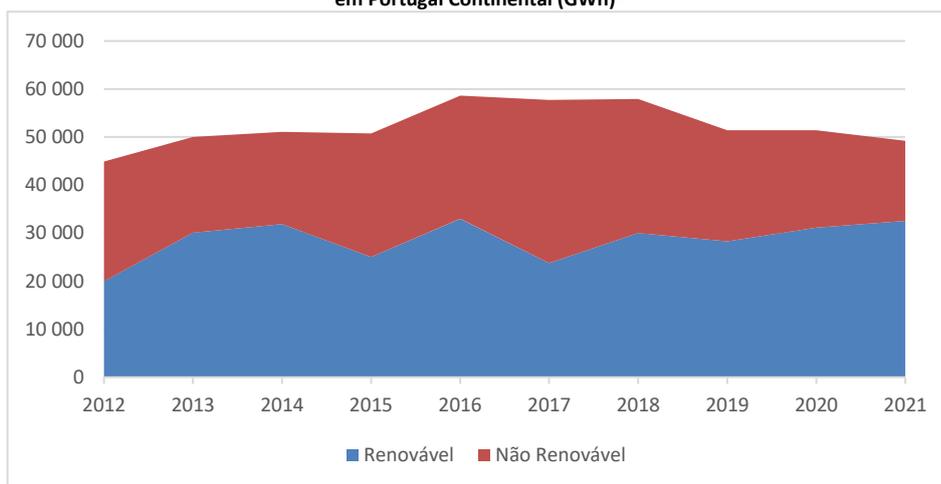


Fonte: DGEG

⁹ A produção bruta de eletricidade considerada em 2021 teve em conta o contributo da central termoelétrica a carvão do Pego, cujo encerramento ocorreu no final de novembro de 2021.

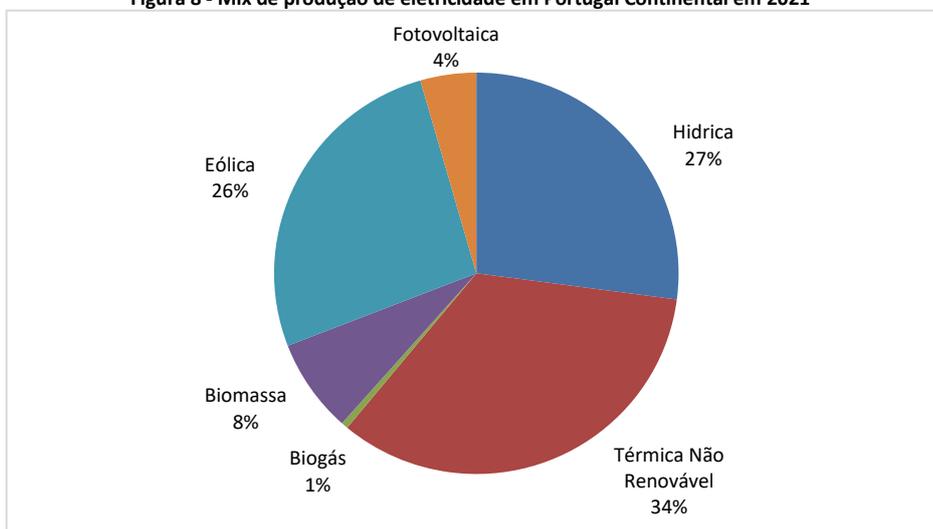
Em 2021, cerca de 66% da produção bruta de eletricidade em Portugal Continental teve origem em fontes renováveis, verificando-se um aumento de 6% face a 2020. Resultado de condições hidrológicas favoráveis e consequentemente de um bom nível de produção das centrais hidroelétricas, em 2021 a componente hídrica continuou a ter a maior fatia da produção bruta com origem em fontes renováveis, com 41,0% (27,1% da produção bruta total). Seguiram-se a eólica com 40,0% (26,4% da produção bruta total), biomassa com 11,4% (7,6% da produção bruta total), solar fotovoltaica com 6,8% (4,5% da produção bruta total) e biogás com 0,8% (0,5% da produção bruta total).

Figura 7 - Evolução da produção bruta de eletricidade Renovável e Não-Renovável em Portugal Continental (GWh)¹⁰



Fonte: DGEG

Figura 8 - Mix de produção de eletricidade em Portugal Continental em 2021¹¹



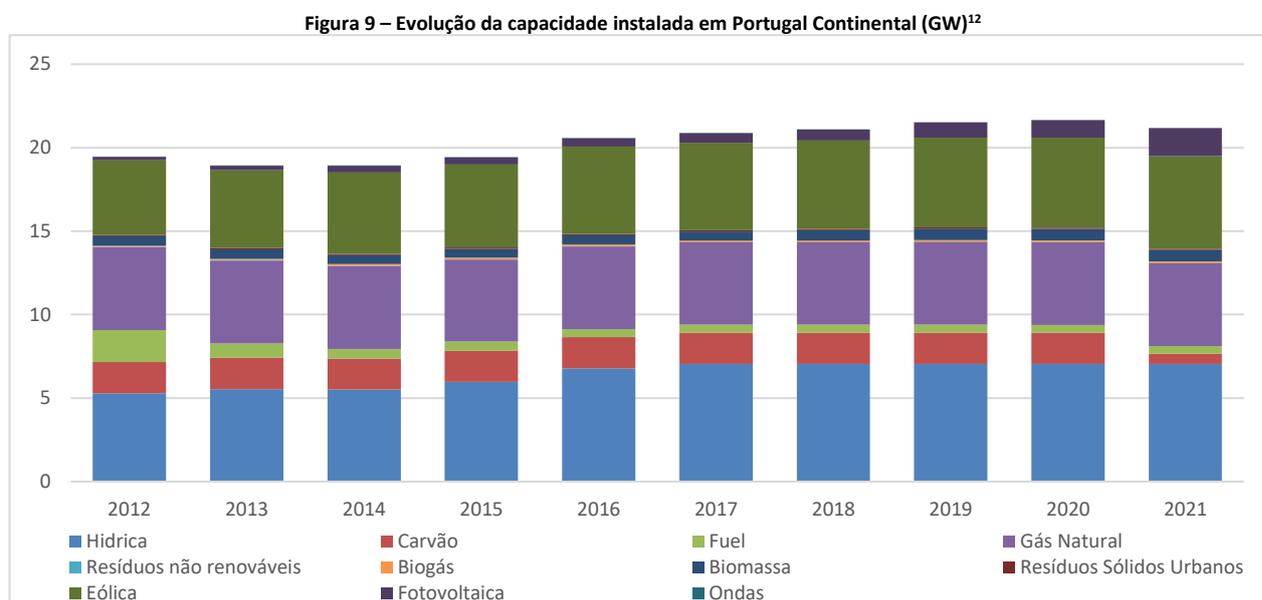
Fonte: DGEG

¹⁰ A produção bruta de eletricidade considerada em 2021 teve em conta o contributo da central termoelétrica a carvão do Pego, cujo encerramento ocorreu no final de novembro de 2021.

¹¹ A produção de eletricidade considerada em 2021 teve em conta o contributo da central termoelétrica a carvão do Pego, cujo encerramento ocorreu no final de novembro de 2021.

Em 2021 a capacidade instalada em Portugal Continental era de aproximadamente 21,2 GW, verificando-se uma diminuição de 2,3% (495,7 MW) face a 2020, em resultado de um decréscimo significativo na capacidade térmica não renovável (1 262,5 MW), alavancado pelo encerramento da central termoelétrica a carvão de Sines, que foi em parte compensado com um aumento de 624,0 MW na capacidade fotovoltaica e de 141,0 MW na capacidade eólica. Do total da capacidade instalada, cerca de 15,1 GW dizem respeito a potência instalada em tecnologias renováveis que, face a 2020, registou um aumento de 5,3%. Os restantes 6,1 GW dizem respeito às tecnologias térmicas não-renováveis, cuja capacidade instalada registou uma diminuição de 17,3% face a 2020.

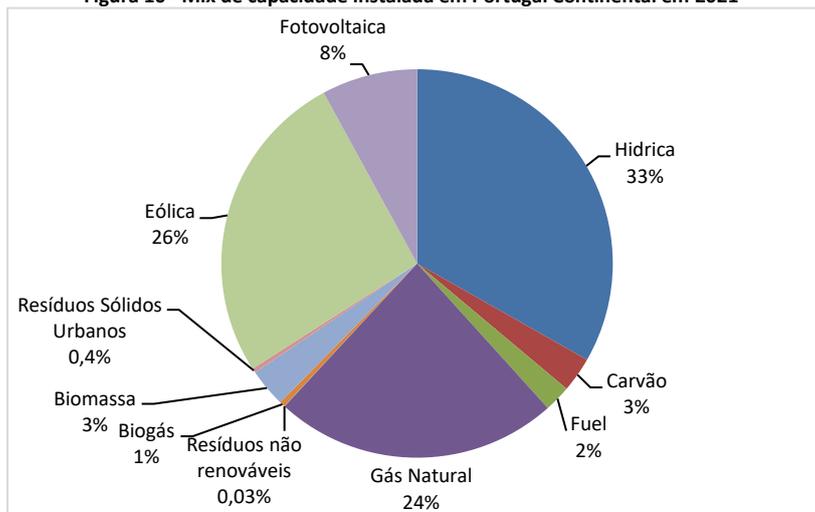
Para o período 2012-2021 a capacidade instalada no SEN evoluiu consideravelmente, tendo registado um aumento de aproximadamente 9%. Nesse período verificou-se um incremento de cerca de 41% na capacidade instalada em tecnologias renováveis e uma diminuição de aproximadamente 31% nas tecnologias térmicas não-renováveis.



Fonte: DGEG

¹² A capacidade instalada em 2021 considera ainda a central termoelétrica a carvão do Pego, cujo encerramento ocorreu no final de novembro de 2021.

Figura 10 - Mix de capacidade instalada em Portugal Continental em 2021¹³

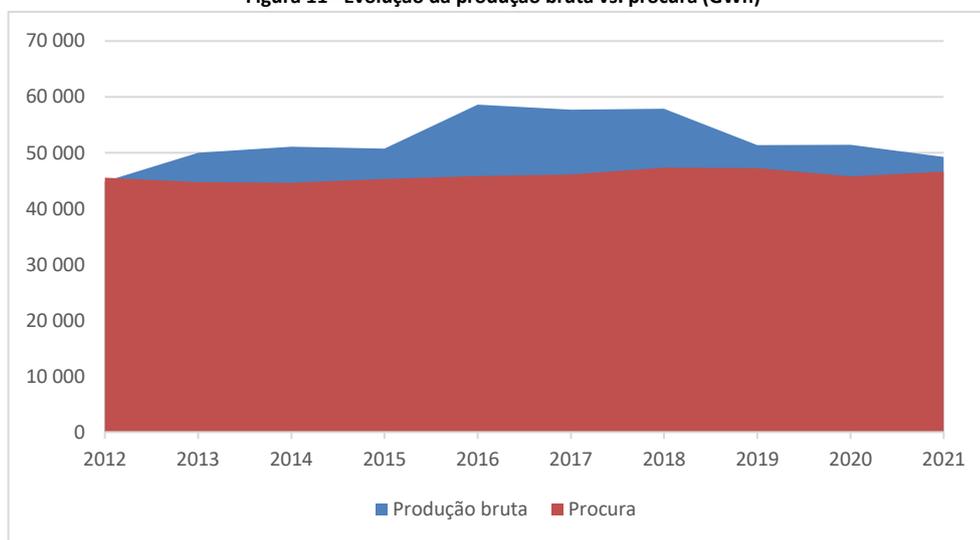


Fonte: DGE

2.3. Análise Oferta vs. Procura

Analisando a relação entre a produção bruta de eletricidade, cuja evolução pode ser analisada na figura 6, e a procura, representada pelo consumo final de eletricidade e cuja evolução pode ser analisada na figura 1, verifica-se que nos últimos anos esta relação oscilou entre os 98% e os 128%, registando-se para 2021 um valor de 106%, como pode ser observado nas seguintes figuras.

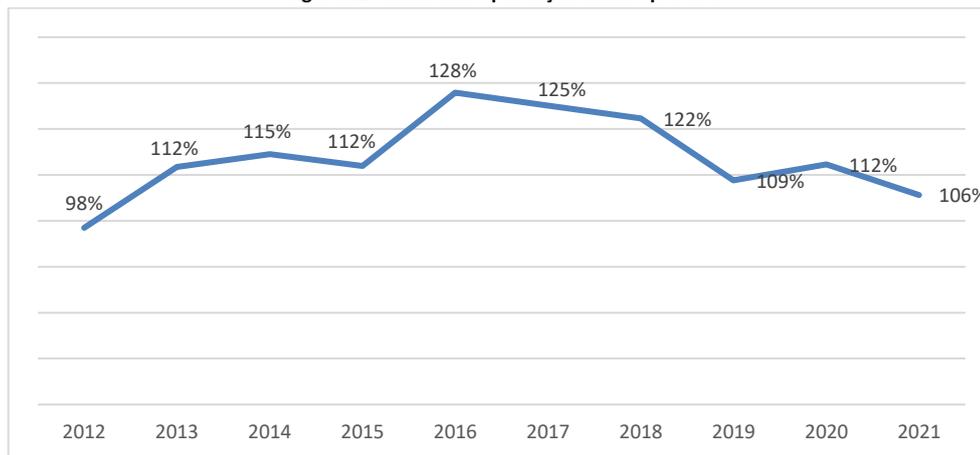
Figura 11 - Evolução da produção bruta vs. procura (GWh)



Fonte: DGE

¹³ A capacidade instalada em Portugal Continental em 2021 considera ainda a central termoelétrica a carvão do Pego, cujo encerramento ocorreu no final de novembro de 2021.

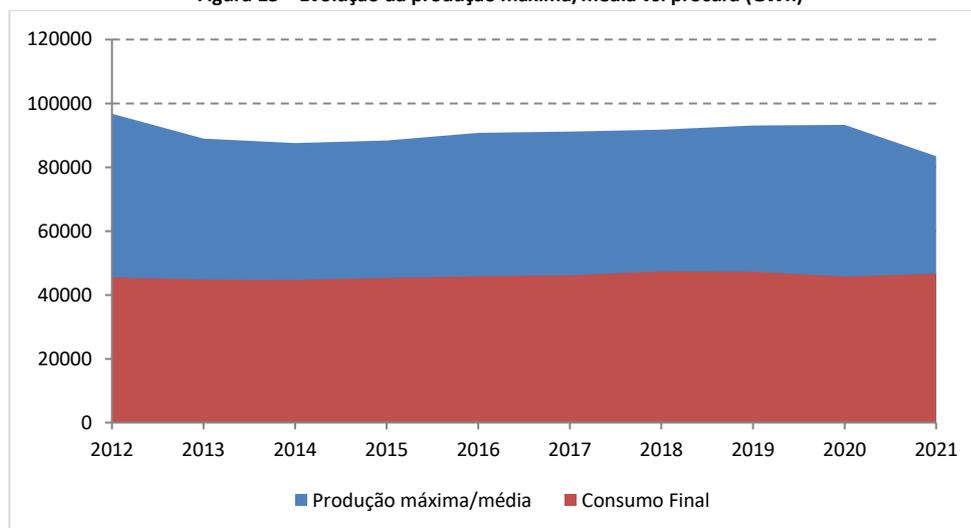
Figura 12 - Rácio entre produção bruta e procura



Fonte: DGEG

Analisando esta mesma relação, mas considerando o funcionamento das centrais térmicas¹⁴ e das cogerações¹⁵ durante o máximo de tempo viável e das hídricas¹⁶, das eólicas¹⁷ e do solar fotovoltaico¹⁸ em regime médio, verifica-se, como mostram as seguintes figuras, que a relação entre a produção máxima/média e a procura atingiu, no período 2012-2021, um valor máximo de 212% e um mínimo de 179%, registado em 2021, resultante, em particular, do descomissionamento da central termoelétrica de Sines a carvão.

Figura 13 – Evolução da produção máxima/média vs. procura (GWh)



Fonte: DGEG

¹⁴ No caso das grandes centrais térmicas a carvão, gás natural e outros, assume-se um *Load Factor* máximo de 100% (8 760 horas/ano) uma vez que estas centrais podem, salvo exceções em que se verificam trabalhos de manutenção da central, trabalhar em contínuo durante todo o ano. No caso da biomassa e biogás aplica-se um *Load Factor* máximo de 90% em linha com dados apresentados no estudo *Projected Costs of Generating Electricity 2015* (IEA).

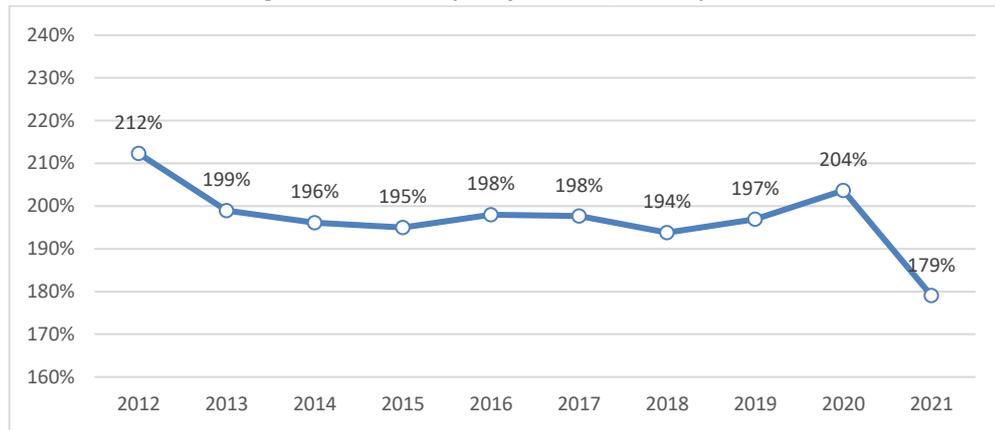
¹⁵ No caso das cogerações, assume-se um *Load Factor* máximo de 50% (4 380 horas/ano) em linha com dados apresentados no estudo *Projected Costs of Generating Electricity 2015* (IEA).

¹⁶ No caso da hídrica, aplica-se um *Load Factor* (horas/ano) médio dos últimos 15 anos, de acordo com a metodologia da Diretiva 2009/28/EC.

¹⁷ No caso da eólica aplica-se um *Load Factor* (horas/ano) médio dos últimos 5 anos (Diretiva 2009/28/EC).

¹⁸ No caso do solar fotovoltaico, aplica-se um *Load Factor* (horas/ano) médio dos últimos 5 anos (Diretiva 2009/28/EC).

Figura 14 - Rácio entre produção máxima/média e procura



Fonte: DGEG

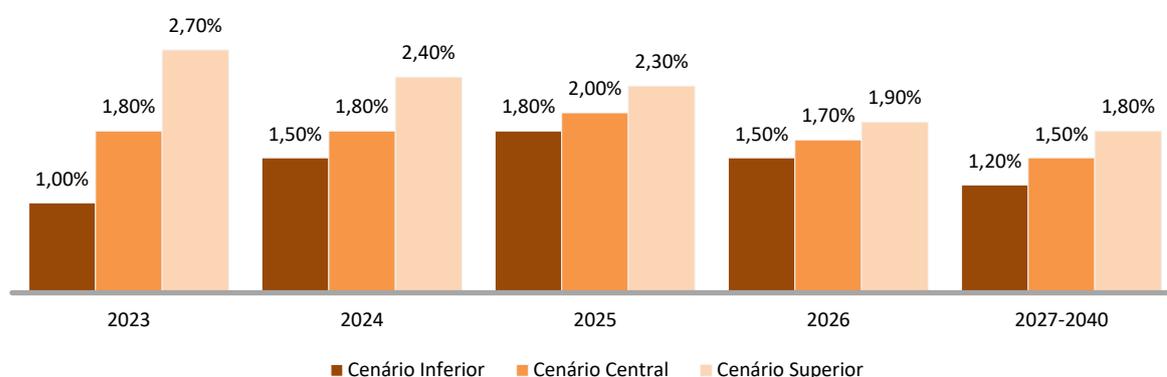
O aparente excesso de capacidade de produção ilustrado na figura anterior resulta, essencialmente, do facto de as centrais térmicas a gás natural terem funcionado muito abaixo do seu potencial real, resultado de uma redução não expectável do consumo de eletricidade após a sua construção.

3. Pressupostos e Análises

3.1. Pressupostos gerais

Os cenários macroeconómicos considerados para o período 2023-2040 tiveram em conta as mais recentes previsões macroeconómicas para Portugal, à data da elaboração dos Pressupostos do presente RMSA-E, de 5 de setembro de 2023 (Anexo 1), provenientes do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional (FMI), do Conselho das Finanças Públicas e do Ministério das Finanças. A figura seguinte ilustra os três cenários de evolução da taxa de variação do PIB.

Figura 15 – Previsão de evolução da taxa de variação do PIB no horizonte 2023-2040



Relativamente aos **cenários da oferta**, a evolução do sistema electroprodutor considerada teve por base a informação mais recente à data da elaboração dos Pressupostos.

Ao nível das Grandes Térmicas considerou-se:

- (i) nos Cenários Conservador e Ambição, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029;
- (ii) no Teste de Stress, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em março de 2024, de acordo com a data de término do respetivo contrato de aquisição de energia.

Quanto às Grandes Hídricas considerou-se como referência as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos, de acordo com a informação mais recente (à data da elaboração dos Pressupostos) relativa aos processos de licenciamento e com a informação dos promotores.

Quanto à evolução da produção a partir de outras fontes de energia renovável (FER) e cogeração, considerou-se:

- (i) nos Cenários Conservador e Ambição, a informação mais recente disponível (à data da elaboração dos Pressupostos), referente a 31 de dezembro de 2022, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento para a produção centralizada e à capacidade instalada e à potência de ligação prevista e já atribuída para a produção distribuída. Considerou-se que os objetivos de capacidade FER instalada definidos para 2025, 2030, 2035 e 2040 nos cenários *With Existing Measures* (WEM) e *With Additional Measures* (WAM) do projeto de atualização do PNEC, respetivamente nos cenários Conservador e Ambição, serão atingidos nesses anos, com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.
- (ii) no Teste de Stress, a informação mais recente disponível (à data da elaboração dos Pressupostos), referente a 31 de dezembro de 2022, relativamente à capacidade instalada, a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2023 e ainda a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável.

Para a capacidade FER em licenciamento, tanto no Cenário Conservador como no Ambição, consideraram-se os projetos que ainda não obtiveram licença de produção aos quais foram atribuídas capacidades no âmbito dos leilões de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) de eletricidade produzida em centrais fotovoltaicas realizados em 2019 e 2020, dos leilões de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centros eletroprodutores renováveis e em centrais fotovoltaicas flutuantes realizados em 2021, os projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) e de Distribuição (ORD), ao abrigo da alínea a) o n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, bem como os projetos para os quais foram formalizados acordos entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo.

No que respeita ao armazenamento de eletricidade, no cenário Ambição foram considerados os objetivos de capacidade instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 no cenário WAM da proposta de atualização do PNEC. No cenário Conservador, para os anos de 2025 e 2030 considerou-se a evolução definida no anterior RMSA-E, que teve por base os resultados do leilão de reserva de capacidade para produção fotovoltaica de agosto de 2020, que incluiu uma modalidade de licitação aplicável aos centros electroprodutores que dispusessem de capacidade de armazenamento. Relativamente aos anos 2035 e 2040, no cenário Conservador foi seguida uma tendência de crescimento próxima da verificada para o cenário Ambição, diferindo dos valores de partida (em 2030). Foi considerado que as baterias estarão associadas à produção solar, assumindo-se que estas serão utilizadas essencialmente para fazer face à variabilidade de produção de eletricidade com origem no solar.

Quanto aos **cenários da procura**, para além dos pressupostos macroeconómicos (definidos no Anexo 1), foi tida em conta a previsão da evolução das poupanças de energia elétrica resultantes de medidas de eficiência energética previstas na Diretiva (UE) 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 eficiência energética, bem como na Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de

11 de dezembro, que também altera a Diretiva 2012/27/EU, assim como as previsões da evolução do consumo de veículos elétricos, de veículos híbridos *plug-in*, do autoconsumo, quer das grandes instalações, quer da produção distribuída (UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo, Miniprodução e Microprodução), do consumo dos eletrolisadores para produção de hidrogénio verde, bem como de outros grandes consumidores industriais ligados à RESP.

Outros instrumentos e estratégias foram tidas em conta na evolução da procura considerada no RMSA-E 2023, nomeadamente a proposta de atualização do PNEC 2030, o Decreto-Lei n.º 64/2020, de 10 de setembro, que estabelece a obrigação de se atingirem metas cumulativas, no período 2021-2030, equivalentes a novas economias anuais de, pelo menos, 0,8% do consumo de energia final, a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), que estabelece medidas e objetivos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, para converter o parque nacional de edifícios num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética, e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), que enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético, promovendo a sua introdução gradual enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada. As metas estabelecidas na EN-H2 contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, parte da mesma interligada com o SEN, o que foi igualmente considerado na proposta de atualização do PNEC, e, como tal, os respetivos impactos são avaliados no RMSA-E 2023.

No que diz respeito ao consumo de eletricidade associado à mobilidade elétrica foi tida em conta a evolução prevista na proposta de atualização do PNEC para o número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV) e *Battery Electric Vehicle* (BEV), de veículos ligeiros de mercadorias com tecnologia BEV e de veículos pesados de passageiros com tecnologia BEV. No caso dos veículos pesados de mercadorias com tecnologia BEV, bem como dos navios fluviais de passageiros elétricos, não existindo novos dados e informações sobre a sua evolução, foram consideradas as projeções do exercício do RMSA-E anterior.

Foram consideradas, no RMSA-E 2023, duas estratégias distintas e contrastantes de carregamento de veículos elétricos:

- (i) *Direct Recharging*, baseada no princípio de que o carregamento do veículo é efetuado sempre que necessário. Em termos tarifários, os consumidores não são influenciados pelas variações do preço da energia ao longo do dia;
- (ii) *Valley Recharging*, que privilegia o carregamento do veículo nos períodos de vazio, durante o qual o preço da eletricidade é mais baixo.

Para estimar o consumo de eletricidade dos veículos elétricos, em ambos os cenários, consideraram-se as seguintes simulações:

- Para os veículos ligeiros de passageiros (BEV e PHEV) e de mercadorias (BEV) foram realizadas duas simulações:

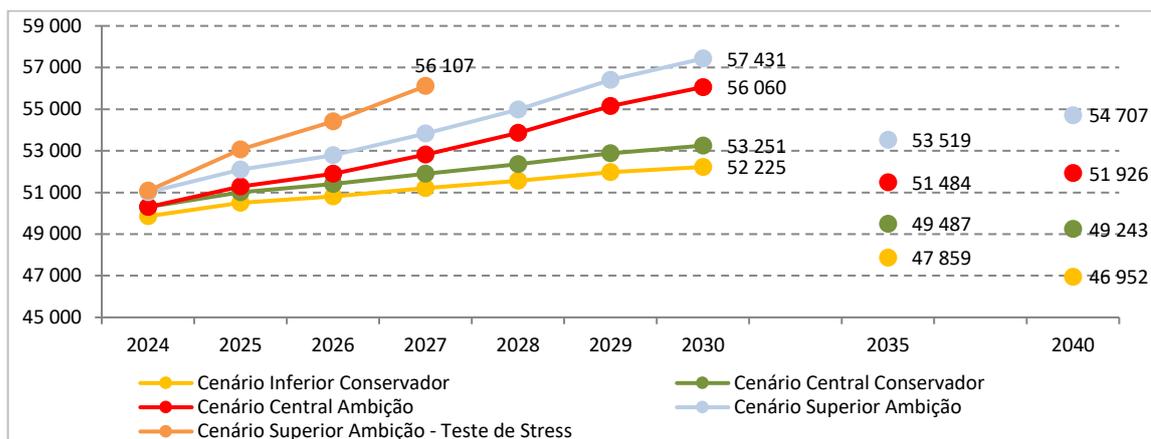
- a) VE 20-80: 20% assumem a estratégia *Direct Recharging* e 80% a estratégia *Valley Recharging*; e
 - b) VE 60-40: 60% assumem a estratégia *Direct Recharging* e 40% a estratégia *Valley Recharging*;
- Para os veículos pesados de passageiros (BEV): 20 % utilizam a estratégia *Direct Recharging* e 80% a estratégia *Valley Recharging*.

Como resultado, foram analisados cinco cenários de evolução da procura:

1. Cenário Inferior Conservador, que combina condições menos favoráveis de crescimento económico com um cenário moderado no que respeita aos objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética, expressão moderada na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos plug-in, progressão moderada da produção de H2 verde e outros grandes consumos ligados à RESP e progressão mais lenta da descentralização da produção);
2. Cenário Central Conservador, que combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário moderado dos objetivos de política energética (nível moderado de medidas de eficiência energética, expressão moderada na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos plug-in, progressão moderada da produção de H2 verde e outros grandes consumos ligados à RESP e progressão mais lenta da descentralização da produção);
3. Cenário Central Ambição, que combina condições moderadas de crescimento económico com um cenário mais ambicioso no que respeita aos objetivos de política energética (progressão mais rápida na implementação de medidas de eficiência energética, progresso significativo na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos plug-in, progressão mais rápida da produção de H2 verde e outros grandes consumos ligados à RESP e descentralização da produção consistente, com maior implementação e impacto no autoconsumo);
4. Cenário Superior Ambição, que combina condições mais favoráveis de crescimento económico com um cenário mais ambicioso de objetivos de política energética (progressão mais rápida na implementação de medidas de eficiência energética, progresso significativo na penetração dos veículos elétricos e veículos híbridos plug-in, progressão mais rápida da produção de H2 verde e outros grandes consumos ligados à RESP e descentralização da produção consistente, com maior implementação e impacto no autoconsumo);
5. Cenário Superior Ambição – Teste de Stress, que considera as mesmas condições de crescimento económico e o mesmo cenário de objetivos de política energética que o Cenário Superior Ambição, mas que assume uma evolução da capacidade instalada diferente, uma vez que considera apenas a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até final de 2023, tendo por isso implícito um cenário de autoconsumo distinto.

A figura seguinte representa a evolução da procura para os cinco cenários em estudo no período 2024-2040.

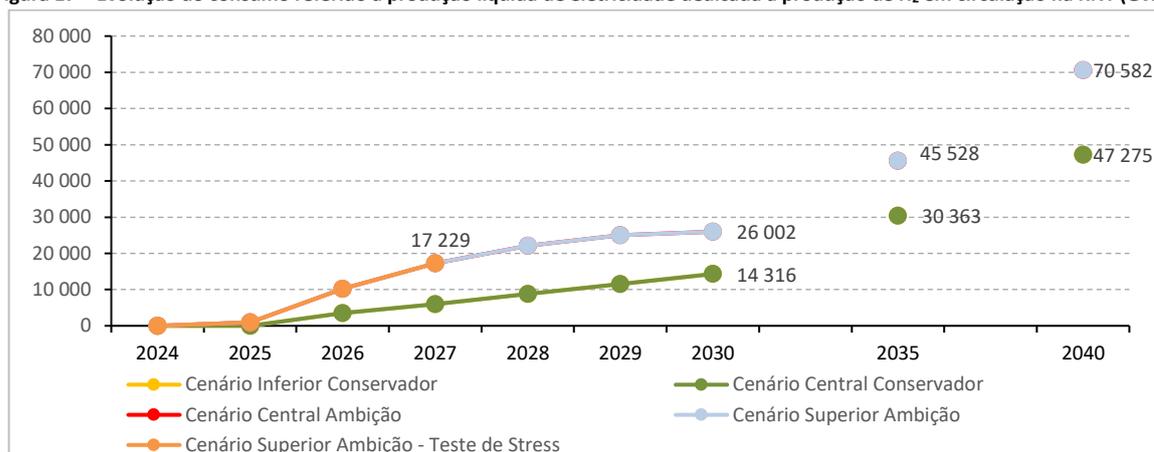
Figura 16 – Evolução do consumo referido à produção líquida¹⁹, excluindo eletricidade dedicada à produção de H₂ em circulação na RNT (GWh)



FONTE: REN

Ao contrário dos anteriores RMSA-E, no presente exercício verifica-se um decréscimo do consumo referido à produção líquida entre 2030 e 2040, que se deve, em particular, à evolução mais relevante do autoconsumo por via do aumento da produção distribuída, vertente com impacto no sentido da redução da procura.

Figura 17 – Evolução do consumo referido à produção líquida de eletricidade dedicada à produção de H₂ em circulação na RNT (GWh)



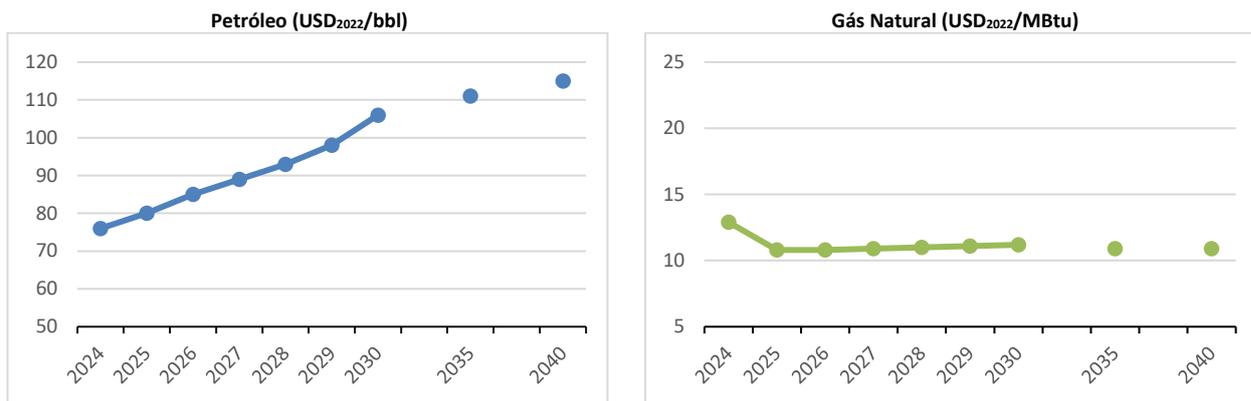
Fonte: REN

O impacto da produção de H₂ no consumo final de eletricidade é bastante expressivo, variando, consoante os cenários, entre 20% e 33% em 2030 e entre 42% e 51% em 2040. Quanto aos outros grandes consumos, o seu impacto no consumo final varia entre 2,9% e 4,8% em 2030 e entre 2,2% e 3,6% em 2040. No que diz respeito aos veículos elétricos, o impacto previsto no consumo final de eletricidade é de cerca de 2,9% em 2030 em todos os cenários, variando entre 6,3% e 7,1% em 2040.

Os cenários de evolução dos preços dos principais produtos energéticos e das licenças de CO₂, são ilustrados nas figuras seguintes.

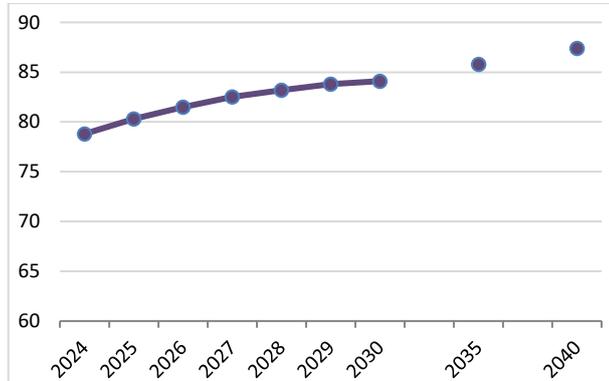
¹⁹ Consumo referido à produção líquida = Consumo Total no Continente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição.

Figura 18 - Cenários de evolução dos preços dos principais produtos energéticos²⁰



Fonte: REN

Figura 19 – Cenário de evolução do preço das licenças de CO₂ (€₂₀₂₂/ton)²¹



Fonte: REN

Para efeitos dos pressupostos que servem de base ao presente relatório, tomou-se ainda em consideração a taxa de Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) aplicada ao gás natural para produção de eletricidade indicada na tabela seguinte, determinada de acordo com o artigo 245.º da Lei nº 24-D/2022, que aprovou o Orçamento do Estado para 2023. De notar que, no caso do gás natural, não se aplica a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO₂, em virtude dos grandes centros electroprodutores serem abrangidos pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE).

²⁰ Petróleo: Com base na tendência de evolução prevista do preço no *Stated Policies Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no *World Energy Outlook 2022*. Preços revistos para preços de 2022 com base no índice de preços no consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE.

Gás Natural: CIF RNTIAT - Na fronteira Portugal-Espanha para o GN e à entrada do terminal de Sines para o GNL.

²¹ 2024 a 2029: Valores obtidos com base nas cotações do *ECX ICE EUA Emissions Futures* para dezembro (valores a preços correntes, disponíveis no dia 23 de maio de 2023) e revistos para preços de 2022.

2040: Valor obtido com base no *Stated Policies Scenario - European Union* da AIE, *World Energy Outlook 2022*, (98 USD₂₀₂₁/t), convertido para euros com base na cotação média euro/dólar verificada em 2021 e revisto para preços de 2022.

2030 e 2035: Valores obtidos por interpolação linear.

Tabela 1 – Taxa de ISP a aplicar ao gás natural para produção de eletricidade

	ISP OE 2023 (€/GJ)	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
≥ 2024	0,307	50%	0,15

O detalhe dos diferentes pressupostos pode ser consultado no Anexo 1 do presente relatório.

3.2. Trajetórias analisadas

Neste relatório são analisadas três trajetórias, duas das quais incluem análises de sensibilidade à procura, como descrito de seguida:

1. **Trajetoária Conservadora** - assumindo o cenário Central Conservador da procura e o cenário Conservador da oferta, incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Foi também efetuada para esta trajetória uma análise de sensibilidade à procura, assumindo o cenário Inferior Conservador;
2. **Trajetoária Ambição** - assumindo o cenário Central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta, incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Foram efetuadas, ainda, para esta trajetória as seguintes análises de sensibilidade:
 - a) à procura, em todos os horizontes, assumindo o cenário Superior Ambição;
 - b) à procura Superior Ambição, em 2030, considerando 2GW de consumo de grandes consumidores industriais;
3. **Teste de Stress** – assumindo o cenário Superior Ambição – Teste de Stress da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em março de 2024 (de acordo com a data estabelecida no CAE) e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2023.

O presente estudo compreende as análises apresentadas na seguinte figura:

Figura 20 - Análises efetuadas no RMSA-E 2023

Cenários de Oferta	Cenários da Procura				
	Inferior Conservador	Central Conservador	Central Ambição	Superior Ambição	Superior Ambição Teste de Stress
Conservador	Sensibilidade	Trajectoria Conservadora ²²			
Ambição			Trajectoria Ambição	Sensibilidade ²³	
Teste de Stress					Teste de Stress ²⁴

A avaliação das condições de segurança de abastecimento do SEN é feita em duas vertentes: *Adequacy* e *Security*. A vertente de *Adequacy* permite avaliar a suficiência da capacidade instalada para cobrir a procura horária de eletricidade, enquanto a vertente *Security* permite avaliar a capacidade de resposta do sistema a perturbações do equilíbrio oferta-procura.

O RMSA-E 2023 recorre ao indicador LOLE (*Loss of Load Expectation*) para aferir os níveis de segurança de abastecimento. Este indicador, além de incorporar a expectativa de perda de carga associada à componente de *Adequacy* (LOLE estático), por incapacidade da potência disponível para cobrir a procura, inclui ainda a que resulta de insuficiência de reserva operacional para fazer face às necessidades decorrentes dos desvios no equilíbrio entre a oferta e a procura, incorporando, assim, a componente de *Security*. A reserva operacional é constituída pela *Frequency Containment Reserve* (FCR), a *Frequency Restoration Reserve* (FRR) e a *Replacement Reserve* (RR). Na análise de garantia de segurança de abastecimento, de acordo com os estudos recentes desenvolvidos pela REN, o LOLE deve ser igual ou inferior a 5 h/ano.

Como referido anteriormente, o artigo 23.º do Regulamento (UE) 2019/943 determina a realização, numa base anual, sob responsabilidade da ENTSO-E, da Avaliação Europeia da Adequação dos Recursos (ERAA). Por sua vez, o artigo 24.º determina a realização de Avaliações Nacionais da Adequação dos Recursos, com base na metodologia e resultados da avaliação europeia. A metodologia para a ERAA, bem como a metodologia para o cálculo de alguns dos indicadores necessários para essa avaliação foram aprovadas pela ACER a 2 de outubro de 2020. Tal como em relação à ERAA de 2021, em fevereiro de 2023 a ACER decidiu, no âmbito das suas competências, não aprovar nem alterar a ERAA de 2022²⁵, ficando, deste modo, adiada a Avaliação

²² Foi realizada uma análise de sensibilidade à oferta de eletricidade, em 2025 e 2030, considerando uma evolução da capacidade eólica, solar e cogeração mais reduzida que a evolução do cenário Conservador.

²³ Em 2030 foi realizada uma análise de sensibilidade adicional à procura com 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP.

²⁴ Tendo em conta a atual situação de baixa hidraulicidade, desenvolve-se uma simulação adicional na trajetória Teste de Stress, considerando apenas os 3 anos hidrológicos mais secos (1992, 2005 e 2012) em vez dos 40 regimes habitualmente utilizados, de modo a melhor caracterizar os indicadores de segurança de abastecimento numa situação extrema.

²⁵ https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions/ACER_Decision_04-2023_ERAA_2022.pdf

Nacional da Adequação dos Recursos, que depende dos resultados da avaliação europeia. Apesar de ainda não seguir as metodologias aprovadas para as referidas avaliações da adequação dos recursos, o RMSA-E 2023 é o primeiro dos RMSA-E com critérios de adequação baseados exclusivamente no indicador LOLE. Note-se, a este propósito, que a Norma de Fiabilidade, estabelecida no artigo 25.º do Regulamento (UE) 2019/943 como indicador do nível necessário de segurança do abastecimento do Estado-Membro, e que será calculada no âmbito da Avaliação Nacional da Adequação dos Recursos, será expressa como LOLE.

Apresentam-se de seguida, e de forma sumária, os aspetos mais relevantes para as diferentes análises referidas na figura anterior.

3.2.1. Trajetória Conservadora

Na Trajetória Conservadora, em termos de cenário de evolução da capacidade instalada no SEN, considera-se o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029.

Relativamente às datas de entrada em serviço dos grandes aproveitamentos hidroelétricos, considerou-se a informação mais recente (à data da elaboração dos Pressupostos) relativa aos processos de licenciamento, cruzada com a informação dos promotores.

No que respeita aos cenários de evolução da produção a partir de outras FER e cogeração, estes tiveram por base a informação mais recente disponível (à data da elaboração dos Pressupostos), referente a 31 de dezembro de 2022, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento para a produção centralizada e à capacidade instalada e à potência de ligação prevista e já atribuída para a produção distribuída. Considerou-se que os objetivos de capacidade FER instalada definidos para 2025, 2030, 2035 e 2040 no cenário WEM do projeto de atualização do PNEC serão atingidos nesses anos, com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.

Para a capacidade FER licenciada e em licenciamento consideraram-se igualmente os projetos que ainda não obtiveram licença de produção aos quais foram atribuídas capacidades no âmbito dos leilões de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centrais fotovoltaicas realizados em 2019 e 2020, dos leilões de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centros eletroprodutores renováveis e em centrais fotovoltaicas flutuantes realizados em 2021, os projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) e de Distribuição, ao abrigo da alínea a) o n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, bem como os projetos para os quais foram formalizados acordos entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo.

No que respeita à evolução da capacidade de armazenamento de eletricidade, para os anos de 2025 e 2030 considerou-se a evolução definida no anterior RMSA-E, que teve por base os resultados do leilão de reserva de capacidade para produção fotovoltaica de agosto de 2020, que incluiu uma modalidade de licitação aplicável aos centros eletroprodutores que dispusessem de capacidade de armazenamento. Relativamente

aos anos 2035 e 2040, foi seguida uma tendência de crescimento próxima da verificada para o cenário Ambição, diferindo dos valores de partida (em 2030). Foi considerado que as baterias estarão associadas à produção solar, assumindo-se que estas serão utilizadas essencialmente para fazer face à variabilidade de produção de eletricidade com origem no solar.

A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2022-2040 considerada para a Trajetória Conservadora (a tabela detalhada poderá ser consultada no Anexo 1).

Tabela 2 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2022-2040: Trajetória Conservadora

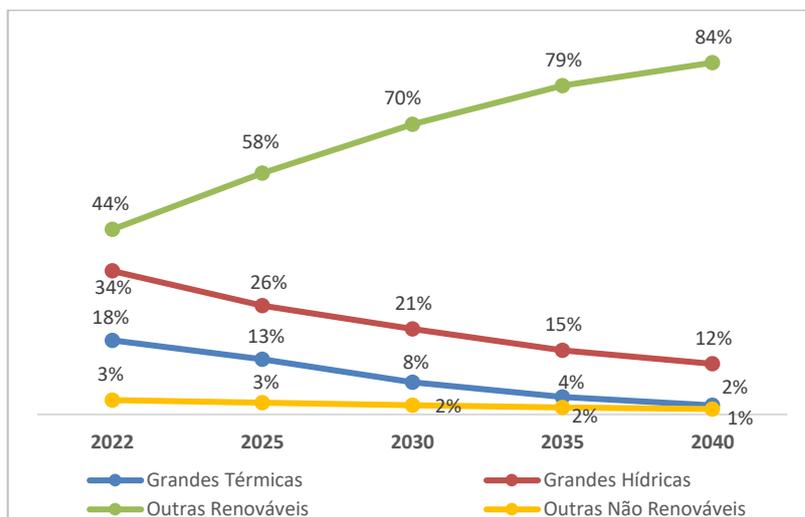
Tecnologia (MW)	2022	2025	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	2 839	2 054	1 357
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	3 829	2 839	2 054	1 357
Cogeração não renovável	741	814	814	814	814
Cogeração renovável	460	792	636	1 242	1 242
Total Cogeração	1 201	1 606	1 450	2 056	2 056
Grandes Hídricas	7 411	7 577	7 577	7 577	7 577
<i>das quais reversíveis</i>	<i>3 593</i>				
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	620	620	620	620	620
Total Hídrica	8 032	8 198	8 198	8 198	8 198
Eólica onshore	5 544	6 009	9 000	10 600	12 200
<i>da qual para produção de H2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>2 734</i>	<i>2 734</i>	<i>2 734</i>
Eólica offshore	25	25	250	2 688	5 125
<i>da qual para produção de H2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>225</i>	<i>2 664</i>	<i>5 102</i>
Total Eólica	5 569	6 034	9 250	13 288	17 325
Resíduos Sólidos Urbanos	77	82	97	78	42
Biomassa (s/ cogeração)	221	251	298	240	129
Biogás (s/ cogeração)	83	88	104	84	45
Fotovoltaico (PV)	1 477	5 596	10 174	13 226	17 615
<i>da qual para produção de H2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>3 675</i>	<i>7 188</i>	<i>10 985</i>
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	15	15	15
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0
Total Solar	1 492	5 612	10 190	13 241	17 631
Ondas	0	2	2	2	2
Geotermia	0	34	34	60	39
Produção Distribuída**	1 033	3 178	4 285	9 043	13 801
Fotovoltaico (PV)	1 018	3 161	4 269	9 027	13 784
Hídrica	0,2	1,7	1,7	1,7	1,7
Eólica	4	4	4	4	4
Biomassa	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Biogás	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Ondas/Marés	0	1	1	1	1
Armazenamento	0	100	200	1 000	1 800
TOTAL	21 536	29 015	36 949	49 345	62 426
<i>do qual Renovável</i>	<i>16 966</i>	<i>24 371</i>	<i>33 295</i>	<i>46 476</i>	<i>60 254</i>
<i>do qual Não-Renovável</i>	<i>4 570</i>	<i>4 643</i>	<i>3 653</i>	<i>2 868</i>	<i>2 171</i>

* Capacidade máxima

** Inclui Miniprodução, Microprodução, Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC)

Analisando a evolução da capacidade instalada na Trajetória Conservadora verifica-se que entre 2030 e 2040 o peso das grandes centrais térmicas no sistema electroprodutor varia entre 8% e 2%, o que, na ocorrência de um regime hidrológico seco associado à variabilidade da eólica e solar, poderá colocar em risco a segurança de abastecimento, caso não sejam tomadas medidas adequadas. Note-se que após 2030 se prevê um peso combinado da grande hídrica e das restantes renováveis entre 91% e 96%.

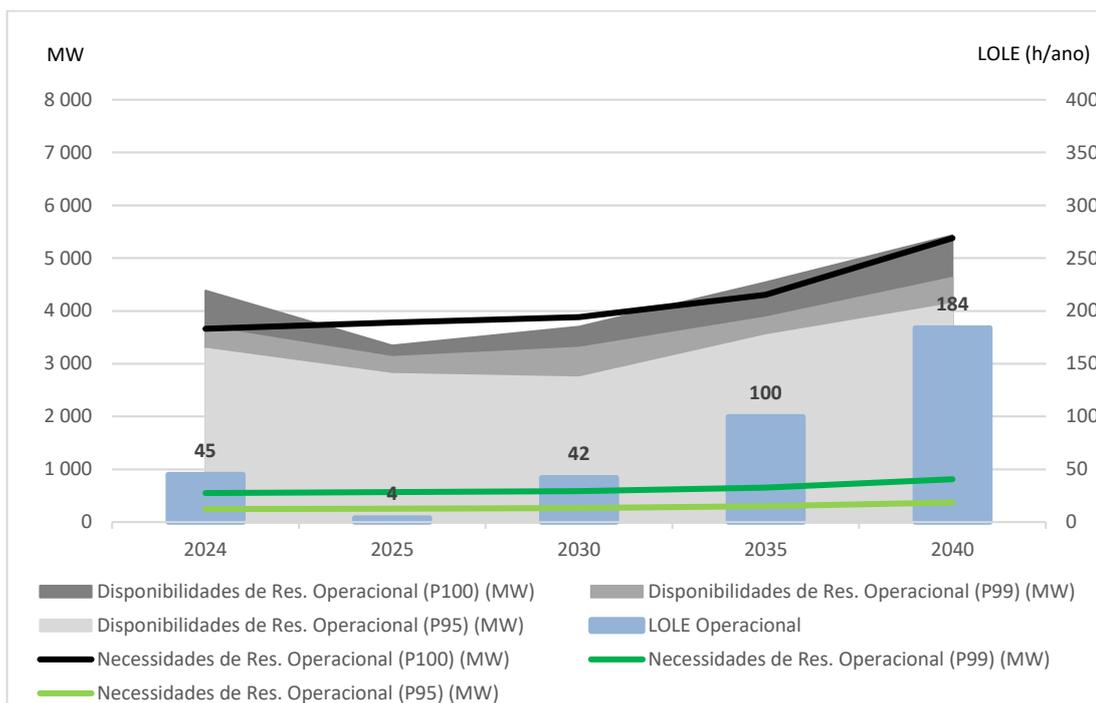
Figura 21 – Evolução da capacidade instalada na Trajetória Conservadora



Fonte: REN/DGEG

No que diz respeito aos níveis de segurança de abastecimento, na Trajetória Conservadora, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, com exceção de 2025, podendo ser necessária a aplicação de medidas mitigadoras para suprir necessidades de reserva operacional. Como se pode verificar na figura seguinte, em 2030 o LOLE atinge 42 h/ano e em 2040 o valor de 184 h/ano, cerca de 37 vezes superior ao padrão.

Figura 22 – LOLE e Necessidades de Reserva Operacional na Trajetória Conservadora²⁶



NOTA: Os resultados apresentados consideram um contributo de 10% da capacidade de interligação e a estratégia de carregamento de veículos elétricos de 20% *Direct Recharging* e 80% *Valley Recharging*.

Fonte: REN

Num ambiente de funcionamento normal do mercado (com cerca de 2700 MW de capacidade para trocas comerciais nas interligações) é razoável considerar que existe capacidade de resposta ao cenário apresentado anteriormente. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular no mercado intradiário, a disponibilidade de meios nacionais é essencial para a garantia de abastecimento dos consumos, situação refletida nos atuais critérios de segurança de abastecimento nacionais. Na ocorrência destas circunstâncias, deverão ser ativadas as seguintes medidas mitigadoras para garantir a segurança de abastecimento do SEN:

(i) Do lado da oferta:

Solicitação da ativação de um programa de apoio ao operador do sistema elétrico espanhol, conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 19 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;

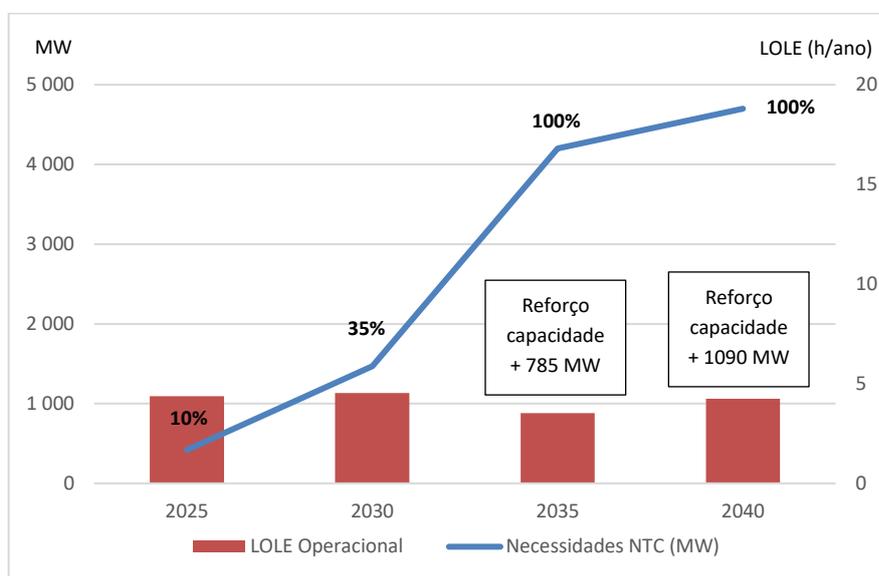
²⁶ Disponibilidades de Reserva Operacional (Px): Calculado com base na função de distribuição de probabilidade do valor médio horário da soma das reservas disponíveis (FCR + FRR + RR (Px)) para diferentes probabilidades de não excedência. FCR - *Frequency Containment Reserve*; FRR - *Frequency Restoration Reserve*; RR - *Replacement Reserve*. Necessidades de Reserva Operacional (Px): Calculadas tendo por base a função de distribuição de probabilidade horária das incertezas da eólica, carga e falhas fortuitas de geração para diferentes probabilidades de não excedência.

(ii) Do lado da procura:

- Redução do consumo dos consumidores industriais elegíveis com os quais existam contratos de prestação desse serviço ou mecanismo equivalente – Banda de Reserva de Regulação (BRR).
- Deslastres pontuais de consumos não prioritários, conforme previsto no protocolo entre os operadores das redes de transporte e de distribuição de eletricidade, no caso de incumprimento das instruções referidas na medida anterior por parte dos clientes interruptíveis.

Na figura seguinte podem verificar-se as necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol para garantir níveis adequados segurança de abastecimento, na Trajetória Conservadora.

Figura 23 – Necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol na Trajetória Conservadora



Fonte: REN

Da análise da figura anterior conclui-se que, até 2030, na Trajetória Conservadora, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 10% e 35% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4 200 MW), acrescido de uma capacidade adicional de 785 MW. No ano de 2040, para cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (4 700 MW), identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 1 090 MW.

Como já referido, o RMSA-E 2023 é o primeiro dos RMSA-E com critérios de adequação baseados exclusivamente no indicador LOLE. Note-se, a este propósito, que a Norma de Fiabilidade, estabelecida no Regulamento (UE) 2019/943 como indicador do nível necessário de segurança do abastecimento dos

Estados-Membros, e que será calculada no âmbito da Avaliação Nacional da Adequação dos Recursos, será expressa como LOLE.

3.2.2. Trajetória Ambição

Na Trajetória Ambição, em termos de cenário de evolução da capacidade instalada no SEM, considera-se o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029.

Relativamente às datas de entrada em serviço dos grandes aproveitamentos hidroelétricos, considerou-se a informação mais recente (à data da elaboração dos Pressupostos) constante dos processos de licenciamento, cruzada com a informação dos promotores.

No que respeita aos cenários de evolução da produção através de outras FER e cogeração, estes tiveram por base a informação mais recente disponível (à data da elaboração dos Pressupostos), referente a 31 de dezembro de 2022, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento para a produção centralizada e à capacidade instalada e à potência de ligação prevista e já atribuída para a produção distribuída. Considerou-se que os objetivos de capacidade FER instalada definidos para 2025, 2030, 2035 e 2040 no cenário WEM do projeto de atualização do PNEC serão atingidos nesses anos, com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.

Para a capacidade FER licenciada e em licenciamento consideraram-se as igualmente os projetos que ainda não obtiveram licença de produção aos quais foram atribuídas capacidades no âmbito dos leilões de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centrais fotovoltaicas realizados em 2019 e 2020, dos leilões de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centros eletroprodutores renováveis e em centrais fotovoltaicas flutuantes realizados em 2021, os projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede entretanto emitidos pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) e de Distribuição, ao abrigo da alínea a) o n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, bem como os projetos para os quais foram formalizados acordos entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo.

No que respeita à evolução da capacidade de armazenamento de eletricidade, foram tidos em conta os objetivos de capacidade instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 no cenário WAM da proposta de atualização do PNEC.

A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2022-2040 considerada para a Trajetória Ambição (a tabela detalhada poderá ser consultada no Anexo 1).

Tabela 3 – Evolução da capacidade instalada no horizonte 2021-2040: Trajetória Ambição

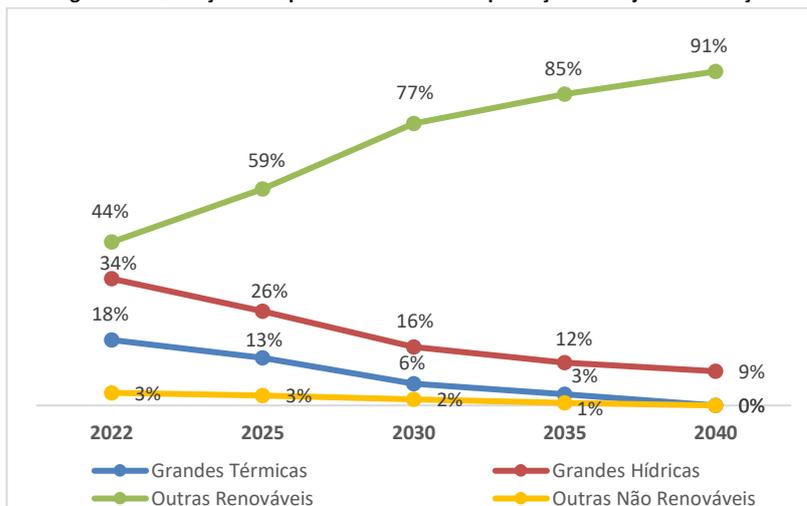
Tecnologia (MW)	2022	2025	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	2 839	2 054	0
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	3 829	2 839	2 054	0
Cogeração não renovável	741	814	777	491	0
Cogeração renovável	460	734	779	880	1 199
Total Cogeração	1 201	1 548	1 556	1 371	1 199
Grandes Hídricas	7 411	7 577	7 577	7 787	7 787
das quais reversíveis	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	620	620	620	620	620
Total Hídrica	8 032	8 198	8 198	8 408	8 408
Eólica onshore	5 544	6 300	10 400	11 650	12 900
da qual para produção de H2	0	444	1 159	1 159	1 159
Eólica offshore	25	25	2 000	6 000	10 000
da qual para produção de H2	0	0	1 975	5 977	9 221
Total Eólica	5 569	6 325	12 400	17 650	22 900
Resíduos Sólidos Urbanos	77	82	112	85	42
Biomassa (s/ cogeração)	221	251	344	260	129
Biogás (s/ cogeração)	83	88	121	91	45
Fotovoltaico (PV)	1 477	6 085	14 897	21 481	28 066
da qual para produção de H2	0	0	8 812	10 616	17 374
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	15	15	15
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	600	600	600
Total Solar	1 492	6 100	15 512	22 097	28 681
Ondas	0	2	200	200	200
Geotermia	0	34	51	77	56
Produção Distribuída**	1 033	3 178	5 475	9 653	13 148
Fotovoltaico (PV)	1 018	3 161	5 458	9 637	13 131
Hídrica	0,2	1,7	1,7	1,7	1,7
Eólica	4	4	4	4	4
Biomassa	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Biogás	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Ondas/Marés	0	1	1	1	1
Armazenamento	0	0	990	4 839	8 994
TOTAL	21 536	29 636	47 798	66 784	83 803
do qual Renovável	16 966	24 992	44 182	64 239	83 802
do qual Não-Renovável	4 570	4 643	3 616	2 545	0

* Capacidade máxima

** Inclui Miniprodução, Microprodução, Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC)

Analisando a evolução da capacidade instalada na Trajetória Ambição verifica-se que em 2030 o peso das grandes centrais térmicas no sistema electroprodutor será de apenas 6%, decrescendo a partir desse ano até ao descomissionamento total, que ocorrerá em 2040, o que, na ocorrência de um regime hidrológico seco associado à variabilidade da eólica e solar, poderá colocar em risco a segurança de abastecimento, caso não sejam tomadas medidas adequadas. Note-se que após 2030 se prevê um peso combinado da grande hídrica e das restantes renováveis entre 92% e 100%. Em 2040 prevê-se, portanto, que a totalidade da capacidade instalada no SEN seja baseada em FER.

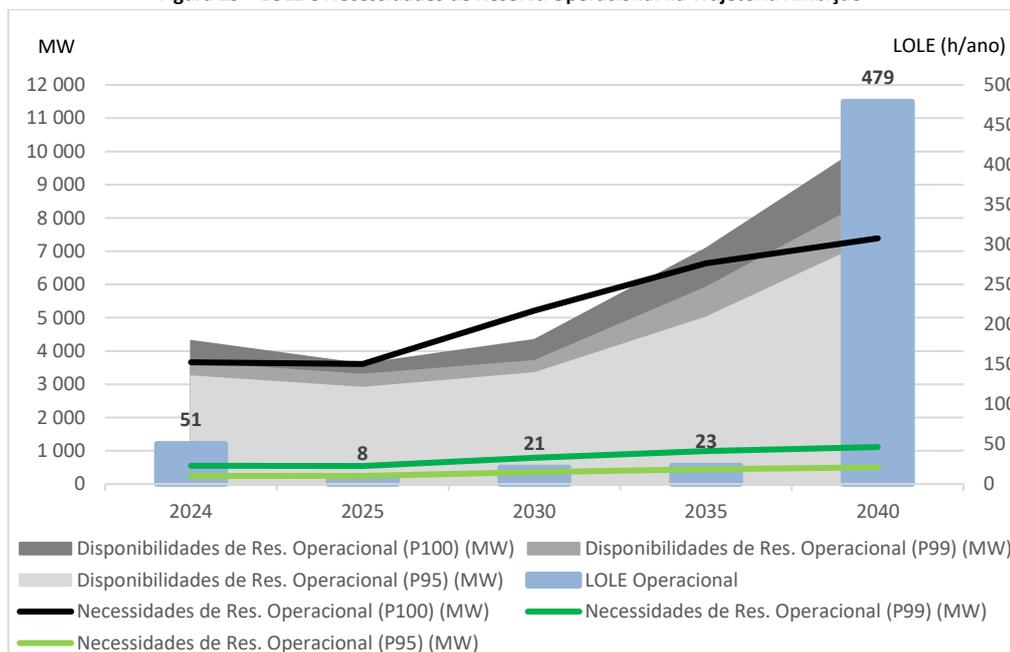
Figura 24 – Evolução da capacidade instalada de produção na Trajetória Ambição



Fonte: REN/DGEG

Como se pode verificar na figura seguinte, na Trajetória Ambição, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Em 2030 o LOLE atinge 21 h/ano e em 2040 o valor de 479 h/ano, cerca de 96 vezes superior ao padrão.

Figura 25 – LOLE e Necessidades de Reserva Operacional na Trajetória Ambição²⁷



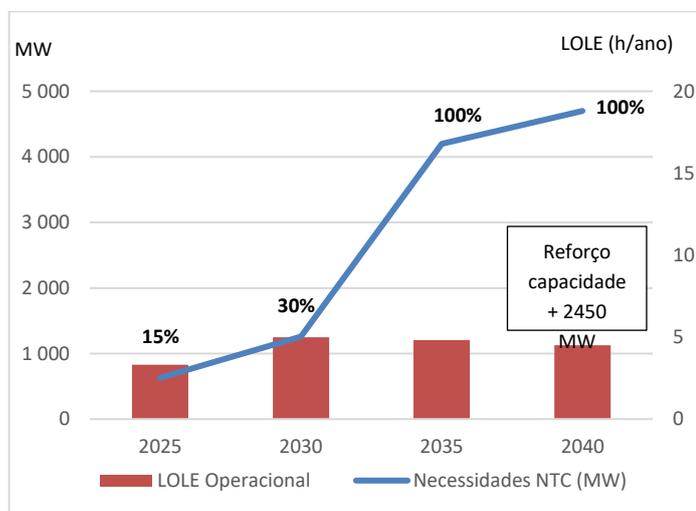
NOTA: Os resultados apresentados consideram um contributo de 10% da capacidade de interligação e a estratégia de carregamento de veículos elétricos de 20% *Direct Recharging* e 80% *Valley Recharging*.

Fonte: REN

²⁷ Disponibilidades de Reserva Operacional (Px): Calculado com base na função de distribuição de probabilidade do valor médio horário da soma das reservas disponíveis (FCR + FRR + RR (Px)) para diferentes probabilidades de não excedência. FCR - *Frequency Containment Reserve*; FRR - *Frequency Restoration Reserve*; RR - *Replacement Reserve*. Necessidades de Reserva Operacional (Px): Calculadas tendo por base a função de distribuição de probabilidade horária das incertezas da eólica, carga e falhas fortuitas de geração para diferentes probabilidades de não excedência.

Na figura seguinte podem verificar-se as necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol para garantir níveis adequados segurança de abastecimento, na Trajetória Ambição.

Figura 26 – Necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol na Trajetória Ambição



Fonte: REN

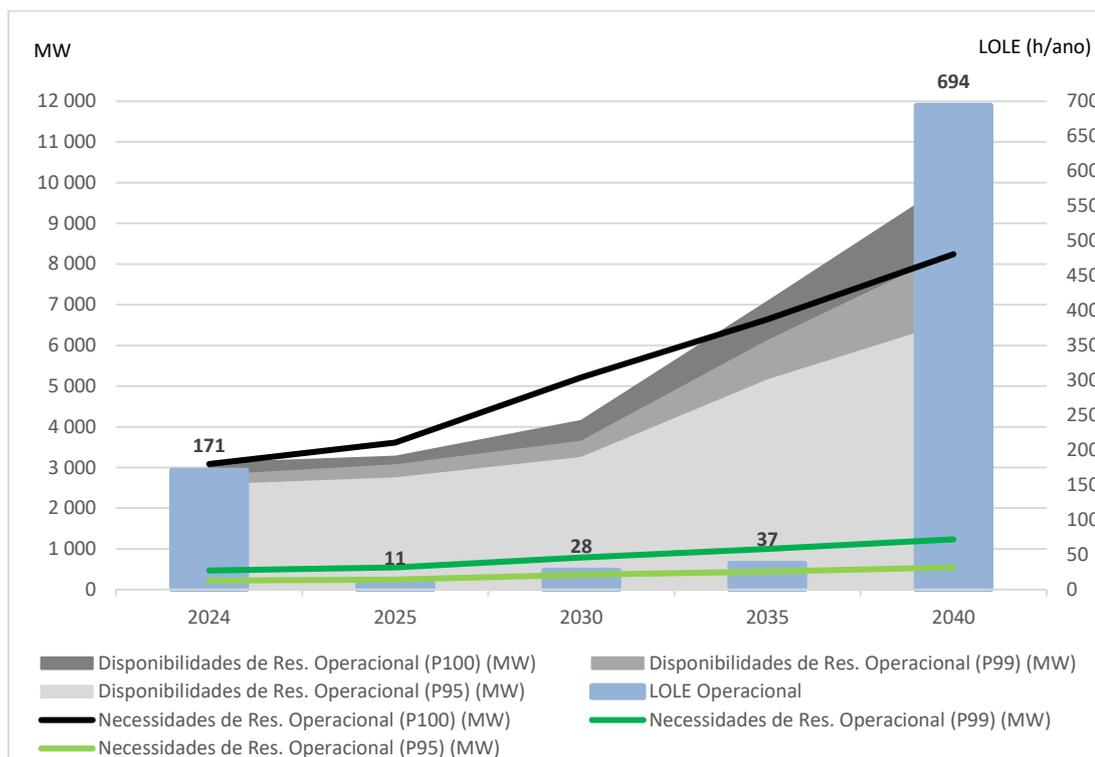
Da análise da figura anterior conclui-se que, até 2030, na Trajetória Ambição, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 15% e 30% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4200 MW). No ano de 2040, para se cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (4700 MW) identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 2450 MW.

3.2.3. Trajetória Ambição - Análise de Sensibilidade à Procura Superior

Em complemento à análise da Trajetória Ambição, efetuou-se uma análise de sensibilidade assumindo a ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, de forma a aferir a adequação do sistema electroprodutor face a um cenário de procura mais elevado. Adicionalmente, efetuou-se uma análise de sensibilidade à procura, em 2030, considerando 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP.

Como se pode verificar na figura seguinte, na Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Em 2030 o LOLE atinge 28 h/ano e em 2040 o valor de 694 h/ano, cerca de 139 vezes superior ao padrão.

Figura 27 - Necessidades de Reserva Operacional na Trajetória Ambição - Análise de sensibilidade à procura superior²⁸



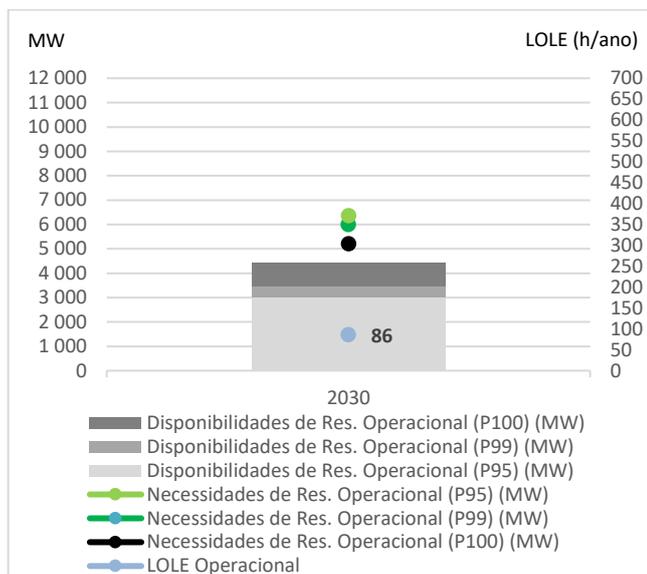
NOTA: Os resultados apresentados consideram um contributo de 10% da capacidade de interligação e a estratégia de carregamento de veículos elétricos de 20% *Direct Recharging* e 80% *Valley Recharging*.

Fonte: REN

Na análise adicional de sensibilidade à procura que considera 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP no estágio de 2030, o LOLE atinge 86 h/ano, podendo, também, ser necessária a aplicação de medidas mitigadoras para suprir necessidades de reserva operacional.

²⁸ Disponibilidades de Reserva Operacional (Px): Calculado com base na função de distribuição de probabilidade do valor médio horário da soma das reservas disponíveis (FCR + FRR + RR (Px)) para diferentes probabilidades de não excedência. FCR - *Frequency Containment Reserve*; FRR - *Frequency Restoration Reserve*; RR - *Replacement Reserve*. Necessidades de Reserva Operacional (Px): Calculadas tendo por base a função de distribuição de probabilidade horária das incertezas da eólica, carga e falhas fortuitas de geração para diferentes probabilidades de não excedência.

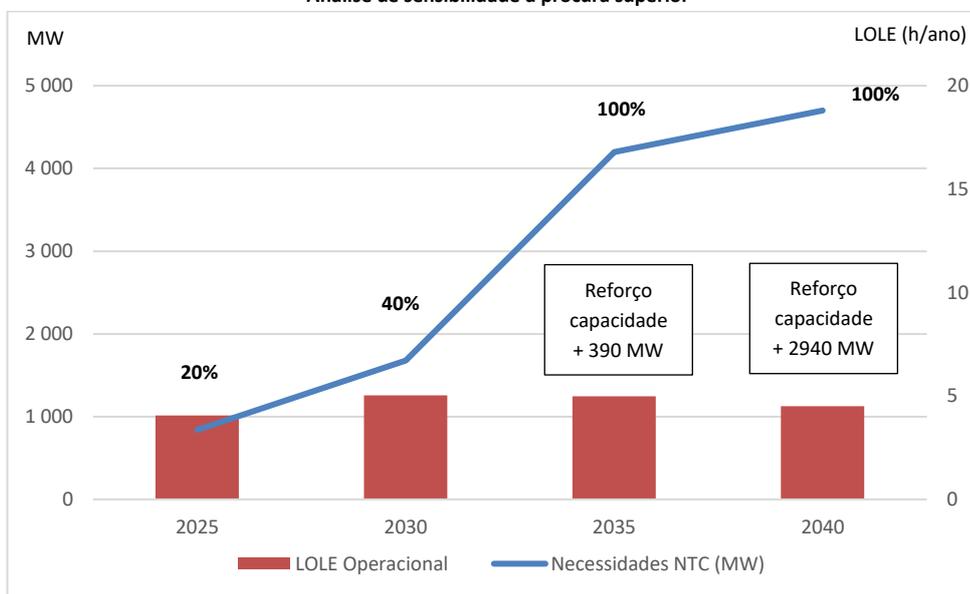
Figura 28 - Necessidades de Reserva Operacional na Trajetória Ambição - Análise de sensibilidade adicional à procura (2GW de grandes consumos industriais em 2030)²⁹



Fonte: REN

Nas figuras seguintes podem verificar-se as necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol para garantir níveis adequados segurança de abastecimento, na Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, bem como na análise de sensibilidade à procura que considera 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP no estágio de 2030.

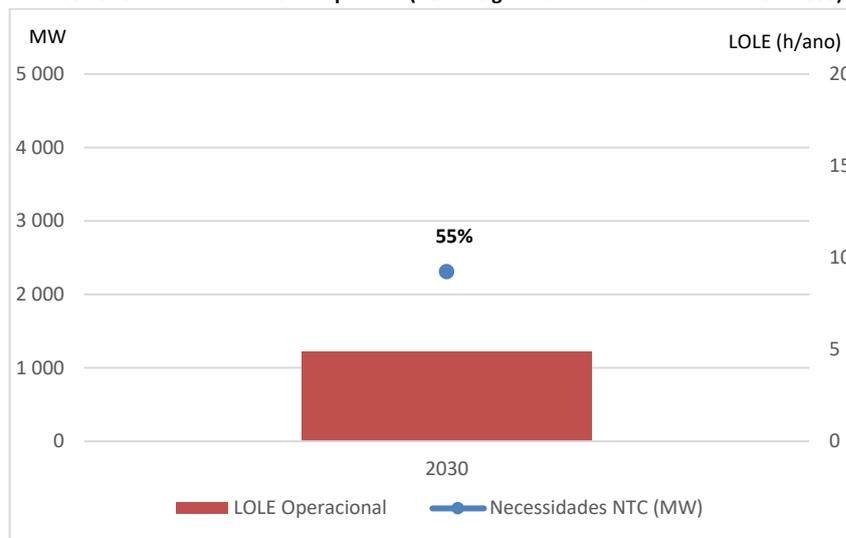
Figura 29 – Necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol na Trajetória Ambição – Análise de sensibilidade à procura superior



Fonte: REN

²⁹ Disponibilidades de Reserva Operacional (Px): Calculado com base na função de distribuição de probabilidade do valor médio horário da soma das reservas disponíveis (FCR + FRR + RR (Px)) para diferentes probabilidades de não excedência. FCR - *Frequency Containment Reserve*; FRR - *Frequency Restoration Reserve*; RR - *Replacement Reserve*. Necessidades de Reserva Operacional (Px): Calculadas tendo por base a função de distribuição de probabilidade horária das incertezas da eólica, carga e falhas fortuitas de geração para diferentes probabilidades de não excedência.

Figura 30 – Necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol na Trajetória Ambição – Análise de sensibilidade adicional à procura (2GW de grandes consumos industriais em 2030)³⁰



Fonte: REN

Da análise das figuras anteriores conclui-se que, até 2030, na Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5$ h/ano) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 20% e 40% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4 200 MW), acrescido de uma capacidade adicional de 390 MW. No ano de 2040, para cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (4 700 MW), identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 2 940 MW.

Na análise de sensibilidade adicional à procura que considera 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP em 2030, a necessidade de NTC ascende a 55%, correspondente a 2 310 MW.

3.2.4. Teste de Stress

O objetivo do Teste de Stress é identificar o estágio a partir do qual se prevê que o sistema electroprodutor deixa de ser adequado para responder à procura de eletricidade. Nesta análise considerou-se o cenário Superior Ambição da procura. O cenário de oferta teve por base a composição atual do sistema, acrescida das centrais em construção ou que se prevê que iniciem a construção até final de 2023, considerando o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em março de 2024, de acordo com a data de término do respetivo CAE, bem como a redução progressiva da capacidade instalada

³⁰ Disponibilidades de Reserva Operacional (Px): Calculado com base na função de distribuição de probabilidade do valor médio horário da soma das reservas disponíveis (FCR + FRR + RR (Px)) para diferentes probabilidades de não excedência. FCR - *Frequency Containment Reserve*; FRR - *Frequency Restoration Reserve*; RR - *Replacement Reserve*. Necessidades de Reserva Operacional (Px): Calculadas tendo por base a função de distribuição de probabilidade horária das incertezas da eólica, carga e falhas fortuitas de geração para diferentes probabilidades de não excedência.

de cogeração não renovável. A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2022-2027 considerada para o Teste de Stress (a tabela detalhada pode ser consultada no Anexo 1).

Tabela 4 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2022-2028: Teste de Stress

Tecnologia (MW)	2022	2025	2028
Grandes Térmicas*	3 829	2 839	2 839
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	2 839	2 839
Cogeração não renovável	741	630	518
Cogeração renovável	460	460	460
Total Cogeração	1 201	1 090	979
Grandes Hídricas	7 411	7 577	7 577
<i>das quais reversíveis</i>	3 593	3 593	3 593
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	620	620	620
Total Hídrica	8 032	8 198	8 198
Eólica onshore	5 544	5 909	5 909
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0
Eólica offshore	25	25	25
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0
Total Eólica	5 569	5 934	5 934
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	221	237	237
Biogás (s/ cogeração)	83	83	83
Fotovoltaico (PV)	1 477	4 874	5 124
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	15
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0
Total Solar	1 492	4 890	5 140
Ondas	0	1	1
Geotermia	0	0	0
Produção Distribuída**	1 033	2 719	2 719
Fotovoltaico (PV)	1 018	2 702	2 702
Hídrica	0,2	1,7	1,7
Eólica	4	4	4
Biomassa	6,3	6,3	6,3
Biogás	3,6	3,6	3,6
Ondas/Marés	0	1	1
Armazenamento	0	0	0
TOTAL	21 536	26 068	26 206
do qual Renovável	16 966	22 599	22 849
do qual Não-Renovável	4 570	3 469	3 358

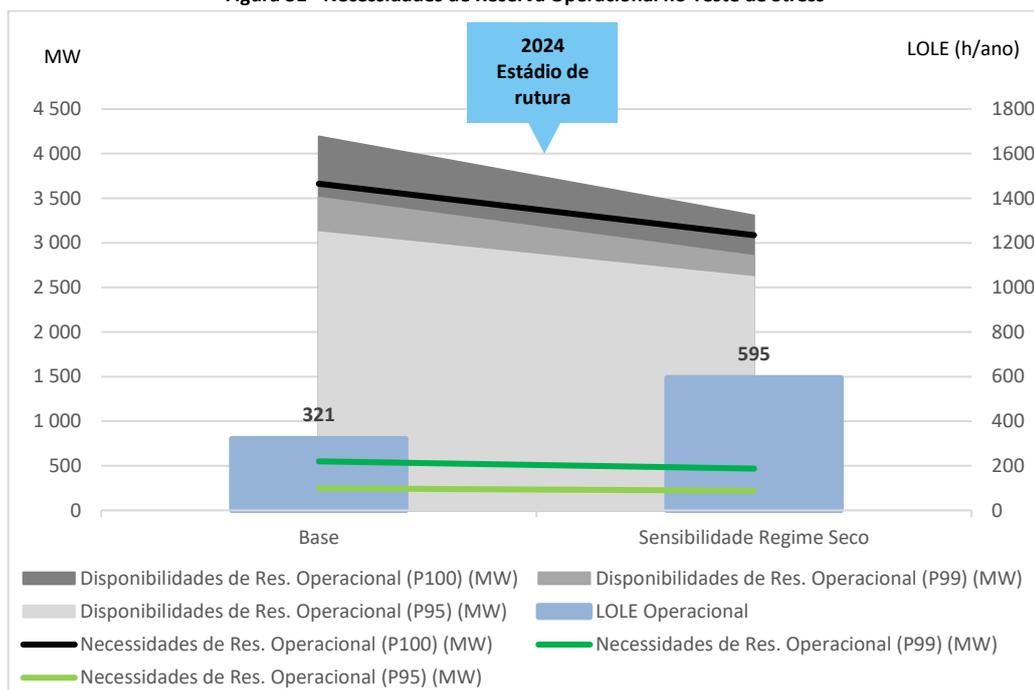
* Capacidade máxima

** Inclui Miniprodução, Microprodução, Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC)

Tendo em conta a atual situação de baixa hidraulicidade, desenvolveu-se no Teste de Stress uma análise de sensibilidade adicional, considerando apenas os três anos hidrológicos mais secos (1992, 2005 e 2012) em vez dos 40 regimes utilizados no estudo base.

Como se pode verificar na figura seguinte, no Teste de Stress, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em 2024, tanto no estudo base, como na análise de sensibilidade adicional que considera apenas os três anos hidrológicos mais secos, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Nas condições do Teste de Stress, para garantir o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento em 2024, identificou-se a necessidade de capacidade de oferta adicional entre 1 750 MW e 1 950 MW, dependendo das condições hidrológicas consideradas (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos, respetivamente).

Figura 31 - Necessidades de Reserva Operacional no Teste de Stress



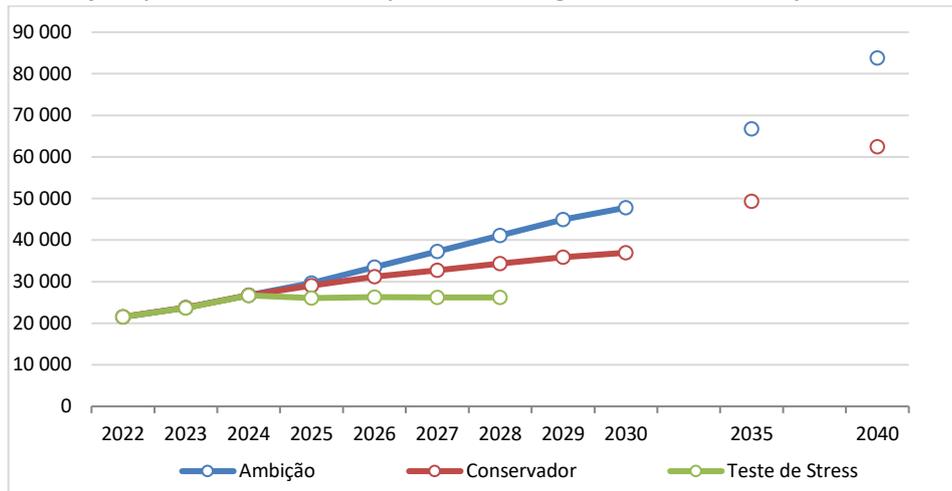
NOTA: Os resultados apresentados consideram um contributo de 10% da capacidade de interligação e a estratégia de carregamento de veículos elétricos de 20% *Direct Recharging* e 80% *Valley Recharging*.

Fonte: REN

Mesmo admitindo o prolongamento do funcionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro para além da data de fim do CAE, para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, os estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional de aproximadamente 950 MW. Daqui se conclui a importância de manter esta central em operação para além da data de fim do CAE.

Comparando o Teste de Stress com as Trajetórias Continuidade e Ambição, em 2024, ano em que se prevê a rutura do sistema, caso não evolua mais para além do que está previsto até final de 2023 estima-se uma diferença de apenas 75 MW no total da capacidade instalada, em ambos os casos. Em 2028, último dos cinco anos simulados para efeitos do Teste de Stress, a diferença prevista é de 8 120 MW no caso da Trajetória Conservadora e de 14 921 MW no caso da Trajetória Ambição, como mostra a figura seguinte.

Figura 32 – Evolução expectável do sistema electroprodutor em Portugal Continental nas três trajetórias consideradas (MW)



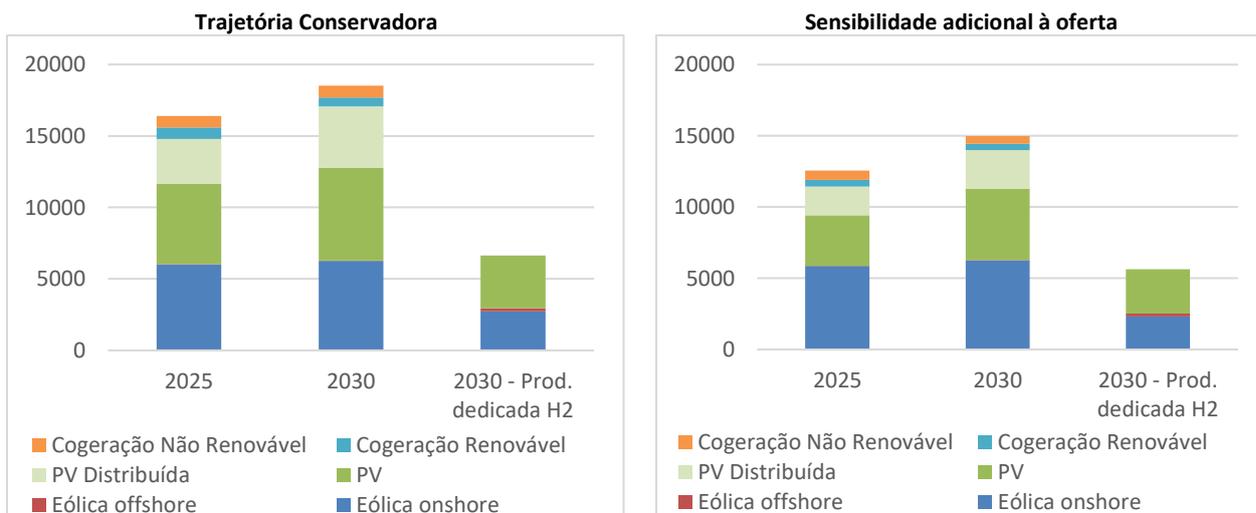
Fonte: DGEG

3.2.5. Análise de Sensibilidade Adicional à Oferta

Tendo em conta o contexto macroeconómico desfavorável à data da elaboração do RMSA-E 2023 (em particular dos seus pressupostos), bem como as perspetivas para o futuro próximo, efetuou-se uma análise de sensibilidade adicional à oferta na Trajetória Conservadora, para os anos 2025 e 2030, de modo a refletir uma evolução da capacidade eólica, solar e cogeração mais reduzida do que a evolução prevista no cenário Conservador.

Na seguinte figura apresenta-se a evolução da capacidade eólica e solar fotovoltaica considerada na Trajetória Conservadora e na referida análise de sensibilidade adicional à oferta.

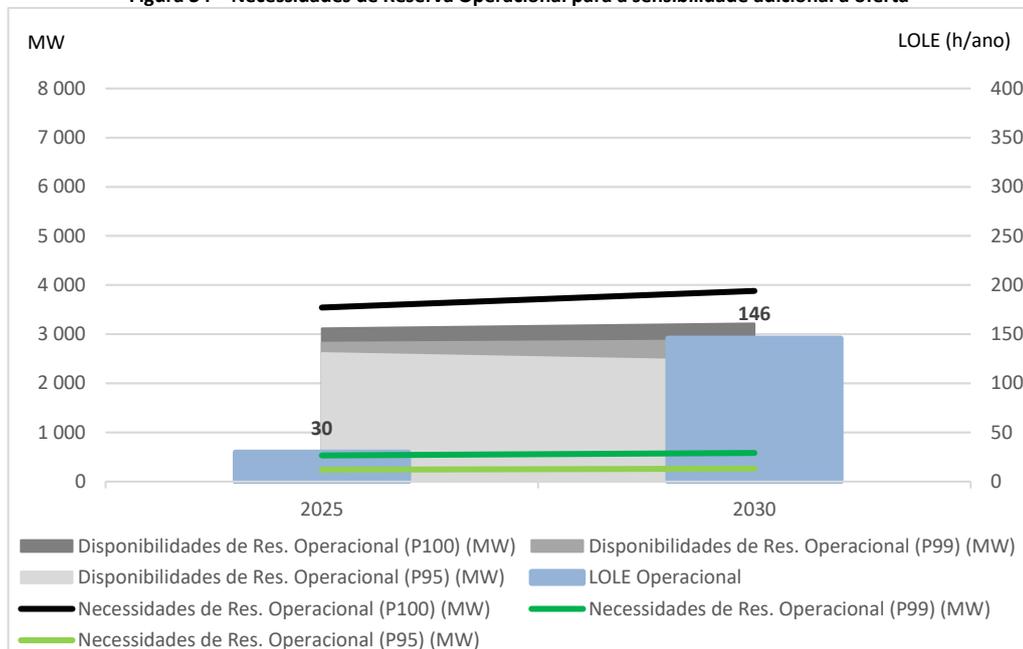
Figura 33 – Evolução da capacidade eólica, fotovoltaica e cogeração instalada (MW) no horizonte 2025-2030: Trajetória Conservadora vs. Sensibilidade adicional à oferta



Fonte: REN

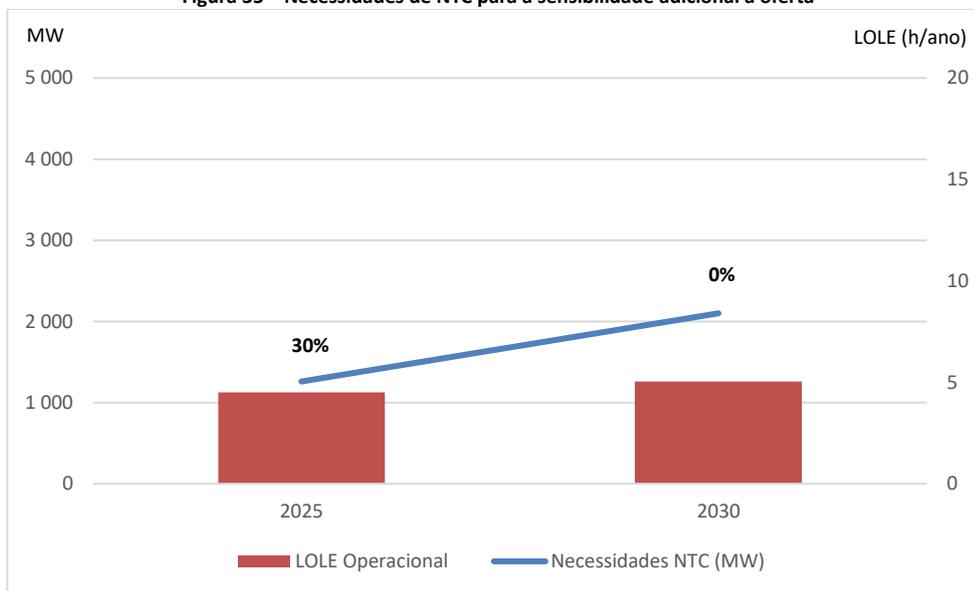
Nas figuras seguintes apresentam-se as necessidades de reserva operacional (através do indicador LOLE) e as necessidades de NTC para o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento, para a análise de sensibilidade adicional à oferta realizada para a trajetória Conservadora.

Figura 34 – Necessidades de Reserva Operacional para a sensibilidade adicional à oferta



Fonte: REN

Figura 35 – Necessidades de NTC para a sensibilidade adicional à oferta



Fonte: REN

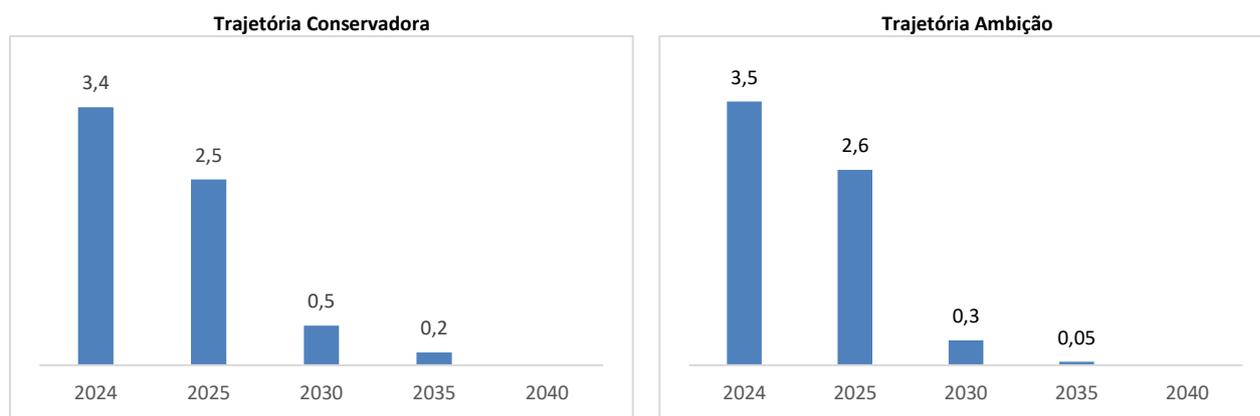
Constata-se que na sensibilidade à oferta assumindo uma evolução mais reduzida da capacidade eólica, solar e cogeração, considerando um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o

indicador LOLE aumenta significativamente face à trajetória Conservadora (7,5 vezes em 2025, para 30 h/ano e 3,5 vezes em 2030, para 146 h/ano), levando ao incumprimento do padrão de segurança de abastecimento em 2025. Nestas condições, as necessidades de NTC para garantir o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento serão de 30% (1 260 MW) em 2025 e de 50% (2 100 MW) em 2030. Caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro é essencial para efeitos de segurança do abastecimento do SEN, mesmo após a data de desclassificação prevista para final de 2029.

3.3. Ambiente e competitividade

As emissões totais anuais de CO₂ resultantes da produção pelas centrais termoelétricas em regime ordinário sofrem, nas trajetórias em análise, um decréscimo assinalável face a 2022 (5,2 Mt; IPH = 0,63), principalmente justificado pela penetração crescente de FER. Entre 2024 e 2030, considerando a média dos regimes hidrológicos, as emissões evoluem de 3,4 ou 3,5 Mt para 0,5 Mt ou 0,3 Mt, consoante se trate da Trajetória Conservadora ou da Trajetória Ambição, respetivamente. Em 2040, as estimativas apontam para que as emissões totais anuais de CO₂ sejam praticamente nulas.

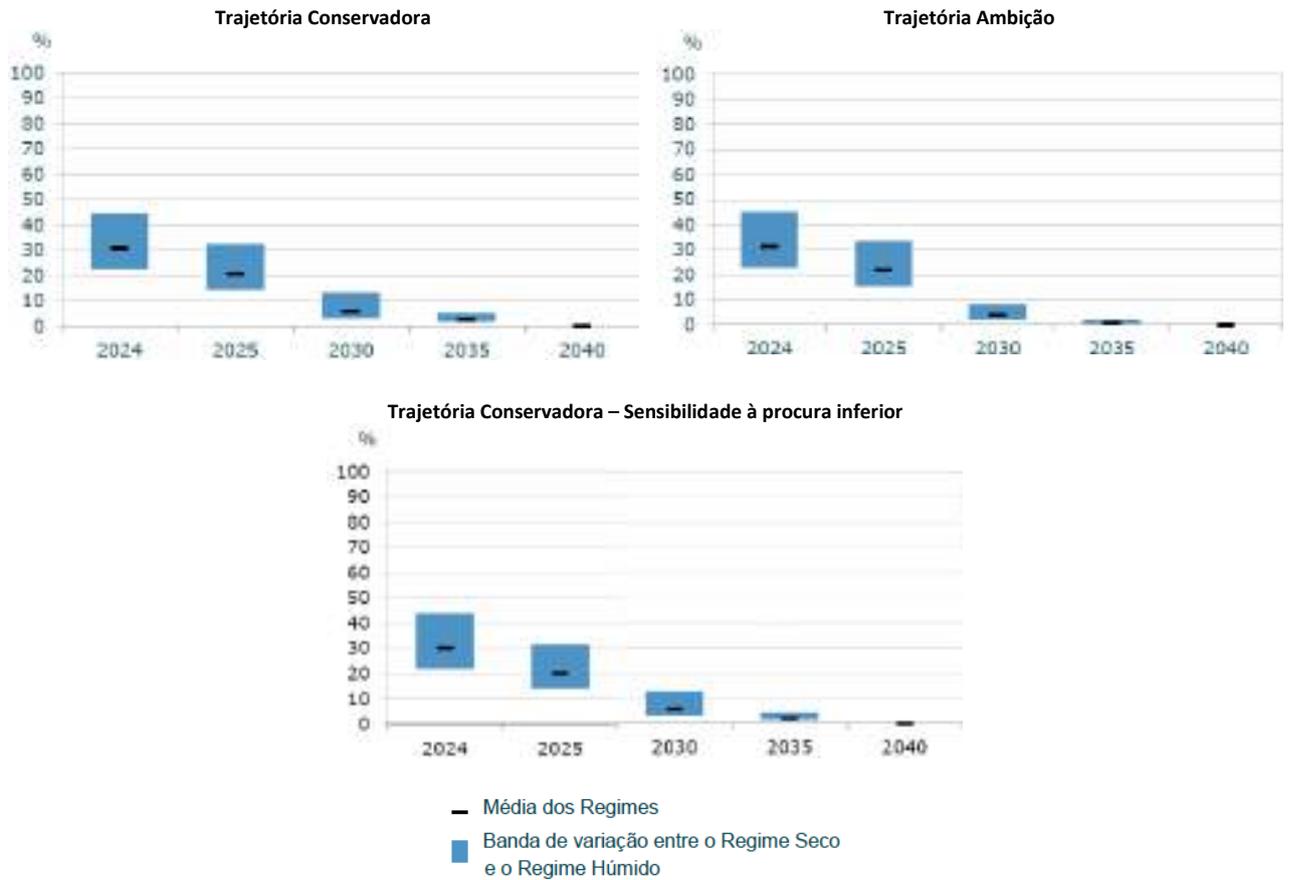
Figura 36 – Emissões de CO₂ das centrais termoelétricas (Mt)



Fonte: REN

A taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás (média dos regimes hidrológicos), nas condições da Trajetória Conservadora, decresce de 30,6% em 2024 para 6,0% em 2030. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Conservador, a taxa de utilização média decresce de 30,0% em 2024 para 5,8% em 2030. Na trajetória Ambição, a taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás (média dos regimes hidrológicos) decresce de 31,3% em 2024 para 3,8% em 2030. Em 2035 e 2040, a utilização das centrais de ciclo combinado a gás terá significado apenas para efeitos de segurança de abastecimento.

Figura 37 – Taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás³¹



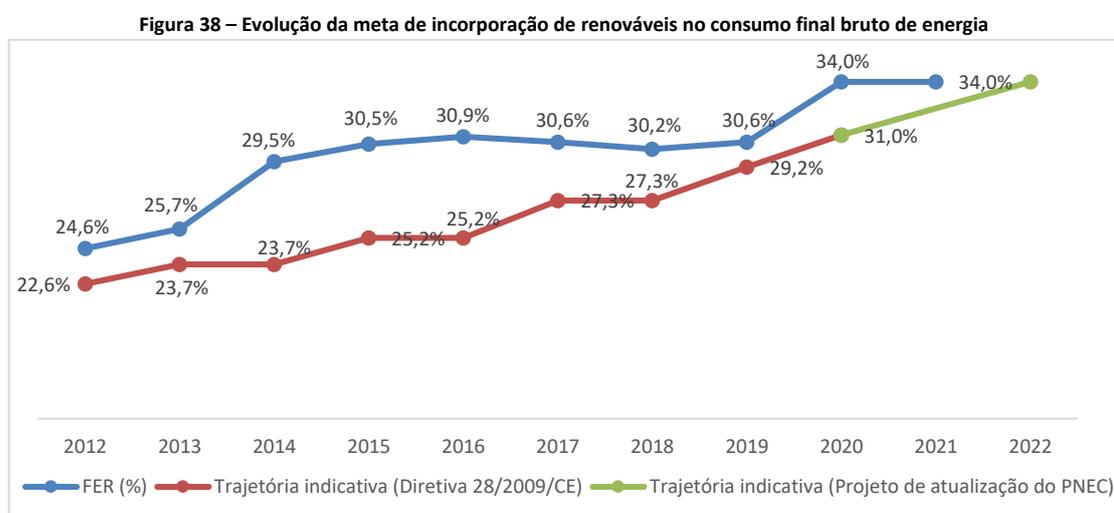
Fonte: REN

³¹ A Taxa de utilização das centrais termoeletricas é o quociente entre a energia entregue à rede e a energia produtível (na disponibilidade).
 Regime Seco - média dos resultados obtidos para as condições hidrológicas de 1992, 2005 e 2012.
 Regime Húmido - média dos resultados obtidos para as condições hidrológicas de 1978, 1979 e 2001.

4. Previsão do cumprimento dos objetivos para 2030

No âmbito do projeto de atualização do PNEC 2030, submetido à Comissão Europeia em junho de 2023, Portugal estabeleceu para 2030 a meta de 49% de FER no consumo final bruto de energia. A nível sectorial, os objetivos de incorporação de FER no consumo final bruto de energia são de 85%³² para o sector da Eletricidade, 23% para o sector dos Transportes e 47% para o sector de Aquecimento e Arrefecimento.

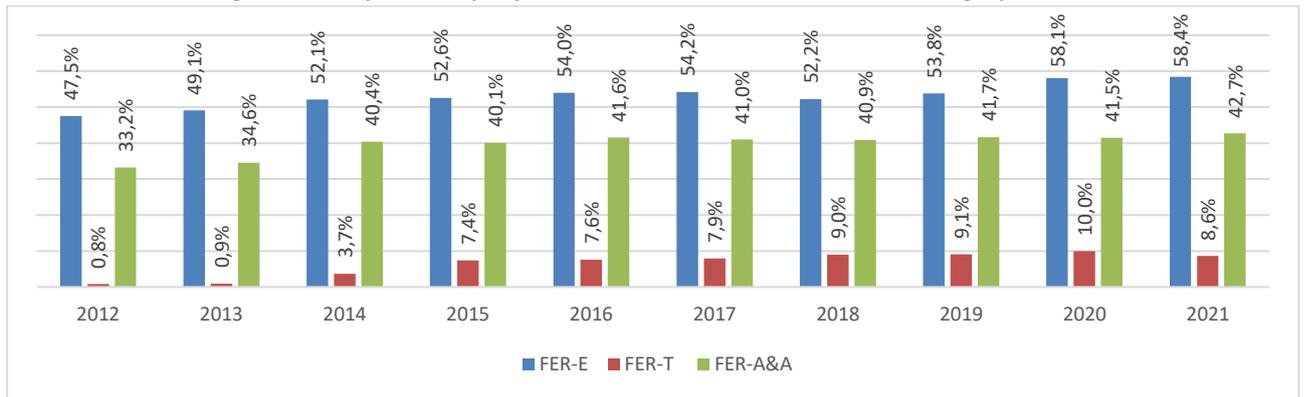
Em 2020, a quota de incorporação de FER no consumo final bruto de energia situou-se nos 34,0%, tendo Portugal ultrapassado, assim, a meta definida para esse ano. A quota de 34,0% foi novamente registada em 2021. Note-se que a trajetória indicativa apresentada no projeto de atualização do PNEC aponta como meta intermédia para 2022 a quota de 34% de incorporação de FER no consumo final bruto de energia.



Em 2021, a incorporação de FER no consumo final bruto de energia situou-se nos 58,4% no sector da Eletricidade, 8,6% nos Transportes e 42,7% no sector do Aquecimento e Arrefecimento, representando, respetivamente, cerca de 69%, 37% e 91% da meta estabelecida no projeto de atualização do PNEC para 2030.

³² Não considera o consumo de eletricidade para produção de hidrogénio.

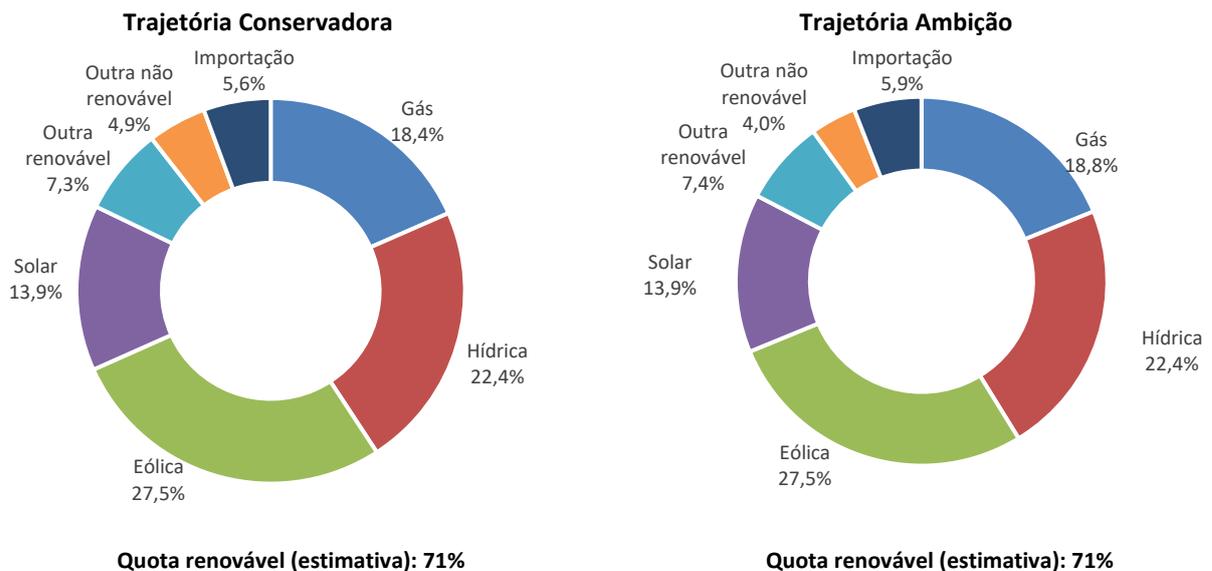
Figura 39 - Evolução da incorporação de Renováveis no consumo final bruto de energia, por sector



Fonte: DGEG/Eurostat

Como ilustrado na seguinte figura, os resultados obtidos nos estudos efetuados no RMSA-E 2023 conduzem, em 2024, a uma quota de FER no consumo final bruto de eletricidade de 71%, tanto na Trajetória Conservadora como na Trajetória Ambição.

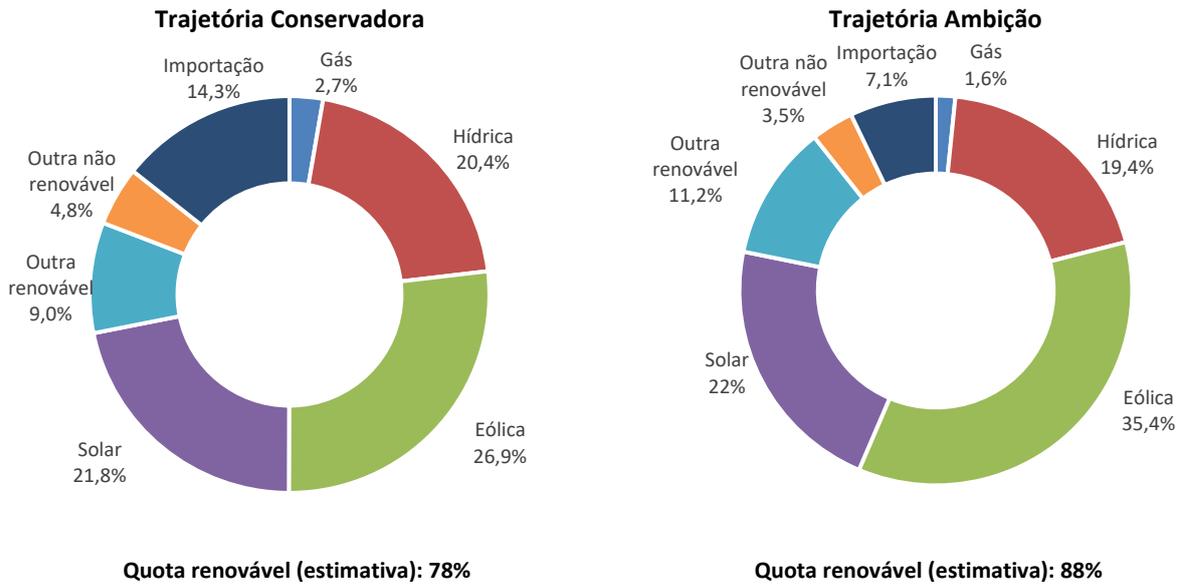
Figura 40 – Estrutura do abastecimento em 2024 (Média dos Regimes Hidrológicos) – Trajetórias Conservadora e Ambição



Fonte: REN

No horizonte 2030 os estudos efetuados no RMSA-E 2023 apontam para que o objetivo delineado no âmbito do projeto de atualização do PNEC, que define uma quota de FER no consumo final bruto de eletricidade de 85%, seja ultrapassado apenas na Trajetória Ambição. Os resultados obtidos conduzem, em 2030, a quotas de FER no consumo final bruto de eletricidade que se estimam em 78% e 88%, para as Trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente.

Figura 41 – Estrutura do abastecimento em 2030 (Média dos Regimes Hidrológicos) – Trajetórias Conservadora e Ambição



Fonte: REN

5. Evolução da Rede Nacional de Transporte e das Interligações

5.1. Desenvolvimento da RNT

O planeamento da Rede Nacional de Transporte (RNT) obedece aos princípios e regras de segurança e de qualidade de serviço que resultam da concessão em regime de serviço público e que constam dos Regulamentos da ERSE, em particular do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI) e do Regulamento da Rede de Transporte (RRT), este último publicado pela Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho, e contendo no seu capítulo 9.º os “Padrões de Segurança para Planeamento da RNT”.

O desenvolvimento da RNT tem também em consideração as orientações de política energética nacional, bem como a informação obtida dos pedidos de ligação à rede dos utilizadores da RNT (produtores e consumidores), de modo a permitir a adoção de estratégias de investimento mais eficientes para a articulação entre a oferta e a procura de eletricidade, assegurando a estabilidade do SEN e mantendo um nível de capacidade de interligação com Espanha que permita as trocas de energia entre os dois sistemas que suportam o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), contribuindo assim para a implementação do Mercado Europeu de Energia e para os objetivos de integração de fontes de energia renováveis.

Dando cumprimento à legislação então em vigor, em 31 de março de 2021, a REN, enquanto operador da RNT (ORT), apresentou, à DGEG e à ERSE, a sua proposta inicial do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2022-2031 (PDIRT-E 2021), que foi sujeita a consulta pública entre os dias 3 de maio e 16 de junho de 2021, após o que a ERSE elaborou o respetivo relatório da consulta pública e publicou os contributos recebidos. A DGEG e a ERSE emitiram e comunicaram entre si e ao ORT os respetivos pareceres relativos à proposta inicial de PDIRT-E 2021, a 11 e 27 de agosto de 2021, respetivamente. O ORT enviou à DGEG, a 24 de novembro de 2021, a proposta final do PDIRT-E 2021, tendo a DGEG submetido a proposta à tutela, a 16 de dezembro de 2021, para aprovação, com condicionantes resultantes da análise efetuada ao documento. A 2 de dezembro de 2022 o PDIRT-E 2021 foi aprovado pelo Senhor Secretário de Estado do Ambiente e da Energia.

Os projetos de desenvolvimento da RNT previstos na proposta de PDIRT-E 2021 visam permitir ao ORT continuar a garantir a segurança do funcionamento das redes e a segurança de abastecimento e ainda criar condições para o cumprimento das orientações de política energética (nomeadamente na área do desenvolvimento das energias renováveis) e dar resposta aos compromissos estabelecidos com os operadores da Rede Nacional de Distribuição (RND), e da rede de transporte espanhola, bem como aos pedidos de ligação à rede já aprovados. Além disso, o ORT procura desenvolver a sua rede, em matéria de interligações, de forma a ser possível ao Governo de Portugal dar resposta aos compromissos estabelecidos neste âmbito (em particular a meta de 15% de interligações elétricas definida no PNEC 2030).

À data da redação do presente relatório, a apresentação do PDIRT-E 2023, relativo ao período 2024-2033, encontrava-se dependente da publicação de um despacho interministerial, necessário face à sua natureza de programa setorial, nos termos do n.º 2 do artigo 124.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN.

No Anexo 2 do presente relatório consta o documento “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040” que, no que se refere ao desenvolvimento da RNT, para além de seguir uma abordagem em linha com a proposta de PDIRT-E 2021, complementa-a com a informação atualizada relativa à procura e oferta de eletricidade definida nos Pressupostos (Anexo 1).

Relativamente à capacidade de receção da rede e respetivas necessidades de desenvolvimento, destaca-se o seguinte:

- Com a realização dos reforços de rede apresentados na proposta de PDIRT-E 2021 estima-se um significativo incremento da capacidade para receção de nova geração, nomeadamente em áreas de elevado potencial renovável como é o caso do solar fotovoltaico no Alentejo e no Algarve. A esta capacidade junta-se a que decorreu da desclassificação da central a carvão de Sines e da desclassificação da central a carvão do Pego;
- Para fazer face à desclassificação das centrais de Sines e do Pego está previsto um conjunto de reforços que, assumindo a sua colocação atempada em serviço, entre outros objetivos, permitirão ultrapassar potenciais dificuldades e restrições pontuais à operação da rede, dependendo dos regimes de funcionamento, perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país;
- Relativamente às previsões de instalação de novos empreendimentos de geração baseados no aproveitamento da energia solar e eólica, constata-se que a rede atual, mesmo acrescida da capacidade decorrente dos reforços de rede já licenciados e/ou aprovados no âmbito do PDIRT-E 2021, mas ainda não construídos, não tem capacidade suficiente para a receção da nova geração associada às novas metas de FER;
- No âmbito da preparação da elaboração do PDIRT-E 2023 foi já identificada pelo ORT, e comunicada à tutela, a necessidade de implementação de novos projetos de expansão da RNT, com expressão territorial relevante, com vista, em particular, ao cumprimento de novos acordos para atribuição de reserva de capacidade de injeção na RNT e das novas metas de FER estabelecidas na proposta de atualização do PNEC, não consideradas no PDIRT-E 2021.

No que se refere à estabilidade e segurança do sistema (tendo por base, entre outras diretrizes, o código de rede relativo aos requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede³³), o aumento de integração de renováveis, nomeadamente aquele que se encontra cénario neste relatório, o crescimento da geração distribuída, o aumento dos fluxos nas interligações, e a diminuição da inércia do sistema, entre outros aspetos, contribuem para que o acompanhamento e a análise da estabilidade dinâmica do sistema venham a tornar-se cada vez mais críticos, nomeadamente ao nível da atividade de planeamento de redes.

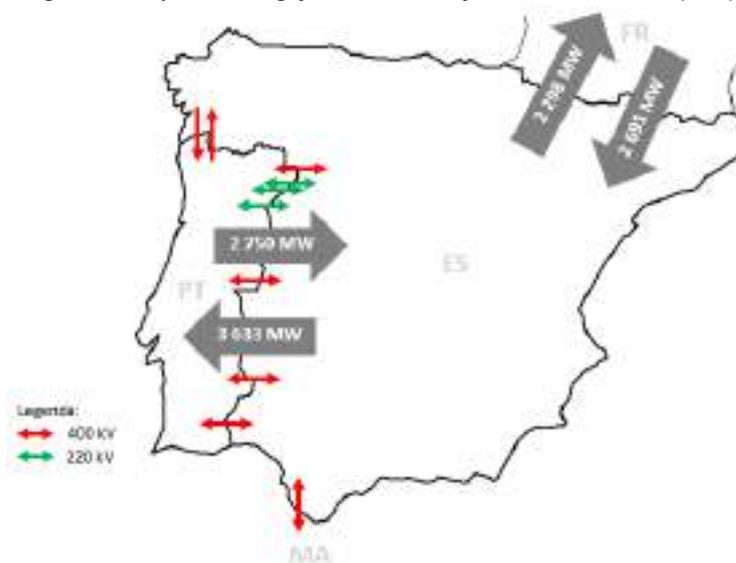
³³ Tendo em conta a necessidade de garantir a segurança de operação dos sistemas elétricos, foi publicado pela Comissão Europeia o Regulamento (EU) 2016/631 de 14 de abril de 2016 que estabelece o “*Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators (RfG)*”

5.2. Interligações transfronteiriças

5.2.1. Situação atual

O adequado funcionamento do MIBEL e do Mercado Interno da Energia pressupõe a existência de capacidade de rede que permita trocas de energia elétrica, quer no sentido Portugal→Espanha quer no sentido Espanha→Portugal, com um número reduzido de situações de congestionamento de rede. Nesse sentido, os ORT português e espanhol têm vindo, ao longo do tempo, a identificar e colocar em serviço reforços de rede, com o objetivo de incrementar os valores da capacidade técnica de interligação disponível para o mercado, ao encontro das metas estabelecidas, designadamente o valor mínimo de 3 000 MW de capacidade comercial de interligação em ambos os sentidos, conforme acordado em Cimeira Ibérica entre os Governos de Portugal e de Espanha. Em 2022, a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha contava com 6 linhas a 400 kV e 3 linhas a 220 kV, como mostram a figura e tabela seguintes.

Figura 42 – Mapa das interligações transfronteiriças na Península Ibérica (2022)



Fonte: REN³⁴, IESOE³⁵

³⁴ “Mercado de Eletricidade – Síntese Anual, Jan 2019- Nov 2023”

³⁵ “Capacidad de intercambio disponible - Serie anual con resolución horaria – 2022”, disponível em <https://www.iesoe.eu/iesoe/>

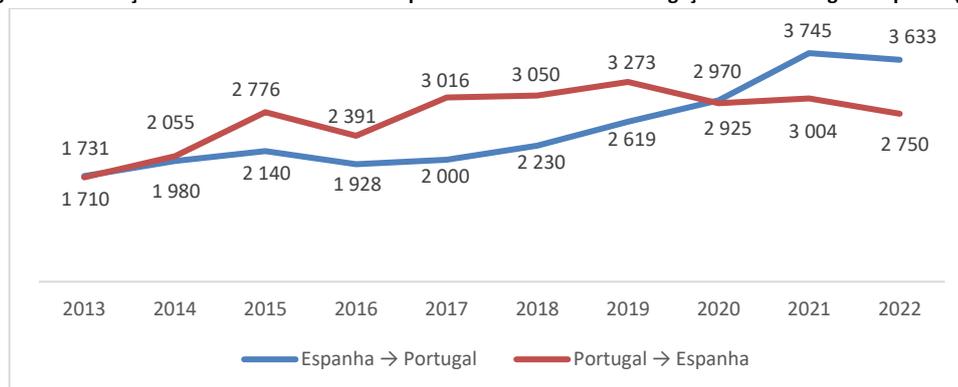
Tabela 5 - Interligações de Eletricidade existentes entre Portugal (PT) e Espanha (ES)

Interligação	Localização	Nível de Tensão (kV)	Capacidade Inverno (MVA)	Capacidade Verão (MVA)
Alto Lindoso (PT) – Cartelle 1 (ES)	Lindoso, Ponte da Barca (PT) – Cartelle, Galiza (ES)	400	1.660	1.390
Alto Lindoso (PT) – Cartelle 2 (ES)	Lindoso, Ponte da Barca (PT) – Cartelle, Galiza (ES)	400	1.660	1.390
Lagoaça (PT) – Aldeadávila 1 (ES)	Lagoaça, Freixo de Espada à Cinta (PT) - Aldeadávila de la Ribera, Salamanca (ES)	400	1.706	1.469
Falagueira (PT) – Cedillo (ES)	Falagueira, Nisa (PT) – Cedillo, Estremadura (ES)	400	1.386	1.386
Alqueva (PT) – Brovales (ES)	Alqueva, Évora (PT) – Brovales, Estremadura (ES)	400	1.386	1.280
Tavira (PT) – Guzman (ES)	Tavira, Algarve (PT) - Puebla de Guzman, Andaluzia (ES)	400	1.386	1.386
Pocinho (PT) – Aldeadávila 1 (ES)	Pocinho, Guarda (PT) - Aldeadávila de la Ribera, Salamanca (ES)	220	435	374
Pocinho (PT) – Aldeadávila 2 (ES)	Pocinho, Guarda (PT) - Aldeadávila de la Ribera, Salamanca (ES)	220	435	374
Pocinho (PT) – Saucelle (ES)	Pocinho, Guarda (PT) - Saucelle, Castela e Leão (ES)	220	430	360

Fonte: REN

Em 2022 registou-se um valor médio de capacidade comercial de interligação na ordem dos 2 750 MW no sentido Portugal→Espanha e na ordem dos 3 633 MW no sentido Espanha→Portugal, como mostra a figura seguinte.

Figura 43 – Evolução do valor médio anual da Capacidade Comercial de Interligação entre Portugal e Espanha (MW)



Fonte: REN

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 português e/ou espanhol, quer do valor de consumo disponível para ser abastecido em mercado.

5.2.2. Futuros desenvolvimentos

O reforço da segurança de abastecimento e a conclusão da implementação do Mercado Interno da Energia estão no topo da agenda da política energética europeia. Para atingir estes objetivos, a Comissão Europeia adotou uma meta comum de 10%³⁶ de interligações elétricas em 2020 e de 15% em 2030, definida no Regulamento (UE) 2018/1999, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática, incluído no pacote legislativo “Energia Limpa para todos os Europeus”, a alcançar através da promoção de investimentos em novas infraestruturas. A mesma ambição da Comissão Europeia para 2030, ao nível da UE, foi espelhada no PNEC 2030, bem como no respetivo projeto de atualização, onde Portugal assumiu como meta nacional, igualmente o valor de 15% de interligações elétricas em 2030.

Apesar de em 2022 se ter registado um rácio entre a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha (no sentido da importação) e a capacidade instalada no SEN próximo dos 15%, a ambição 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 nos Pirenéus, fronteira entre Espanha e França, o que é ilustrado na tabela seguinte.

Tabela 6 – Rácio entre a capacidade de interligação e a capacidade instalada no sistema electroprodutor

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Portugal – Espanha ³⁷	7,8%	8,9%	9,2%	7,9%	8,1%	8,9%	10,4%	11,6%	15,6%	14,1%
Península Ibérica ³⁸ – França	0,7%	0,8%	1,0%	1,9%	2,1%	2,2%	1,8%	2,1%	2,3%	2,0%

Fonte: REN, REE e IESOE

No âmbito do desenvolvimento do MIBEL, de forma a fomentar a convergência de preços entre os dois mercados, bem como o reforço da segurança de abastecimento, está prevista a construção de uma nova interligação entre Portugal e Espanha, uma linha a 400 kV entre Minho (Ponte de Lima) e Galiza (Fontefría), projeto aprovado no âmbito do PDIRT-E 2017. É de realçar que este projeto obteve novamente o estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC)³⁹ atribuído pela Comissão Europeia, constando na 6.ª lista de PIC, aprovada pela Comissão Europeia em novembro de 2023. No PDIRT-E 2021 estão previstos reforços internos de rede que também contribuirão para reforçar a capacidade de interligação, com destaque para o projeto da linha a 400 kV a estabelecer entre a atual subestação de Pedralva e a futura subestação de Sobrado,. No âmbito do PDIRT-E 2017, foi aprovado o projeto que corresponde ao eixo “Ribeira de Pena – Vieira do Minho – Feira”, composto por duas linhas/troços a 400kV, associado ao aproveitamento hidroelétrico do Alto Tâmega, que terá também um papel importante no fluxo de eletricidade associado à futura interligação “Minho-Galiza”.

³⁶ Objetivo medido através do rácio entre a capacidade total de interligação no sentido da importação e a capacidade instalada no sistema electroprodutor.

³⁷ 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”)

³⁸ Inclui capacidade instalada de Portugal e Espanha

³⁹ PIC 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)

Com os projetos de investimento em curso ou previstos implementar, estima-se que a capacidade de interligação aumente para 3 500 MW no sentido Portugal→Espanha e 4 200 MW no sentido Espanha→Portugal no horizonte 2030, nomeadamente:

- (i) No curto prazo (2024), tendo em consideração o acordo estabelecido entre a REN e a *Red Eléctrica de España* (REE), validado pela ERSE, que teve início na primeira metade de 2021, relativo à possibilidade de redespacho de geração em Espanha para mitigar a restrição de desvio angular, poderão ser alcançados valores sustentados de capacidade de interligação com mínimos estimados de 2 700 MW em ambos os sentidos;
- (ii) No horizonte 2025, com a entrada em serviço da linha de interligação a 400 kV Minho – Galiza (prevista ocorrer até final de 2024), será possível ultrapassar as restrições de rede ainda existentes e alcançar, em ambos os sentidos, valores mínimos de capacidade comercial de interligação acima dos 3 000 MW, objetivo proposto pelos Governos de Portugal e Espanha em Cimeira Ibérica no âmbito da criação do MIBEL;
- (iii) Para o horizonte 2030, foram efetuados pela REN e REE no âmbito do *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) de 2016 um conjunto de análises de muito longo prazo que conduziram a uma estimativa de valores de capacidade de interligação correspondentes aos já previstos para 2025.

Em 2040 as capacidades comerciais de interligação poderão situar-se nos 4 000 MW no sentido Portugal→Espanha e nos 4 700 MW no sentido Espanha→Portugal, valores identificados como “*Target Capacities*” para a fronteira Portugal-Espanha em estudos realizados no âmbito do TYNDP 2022, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

A tabela seguinte ilustra a evolução prevista dos valores mínimos indicativos de Capacidade Comercial de Interligação para os horizontes em análise neste relatório, tendo em consideração os desenvolvimentos previstos na rede anteriormente referidos e outros ainda por identificar.

Tabela 7 – Previsão dos valores mínimos indicativos da Capacidade Comercial de Interligação (MW)

Ano	Portugal→Espanha	Espanha→Portugal
2024	2 700	2 700
2025	3 500	4 200
2030	3 500	4 200
2035	3 500	4 200
2040	4 000	4 700

Fonte: REN

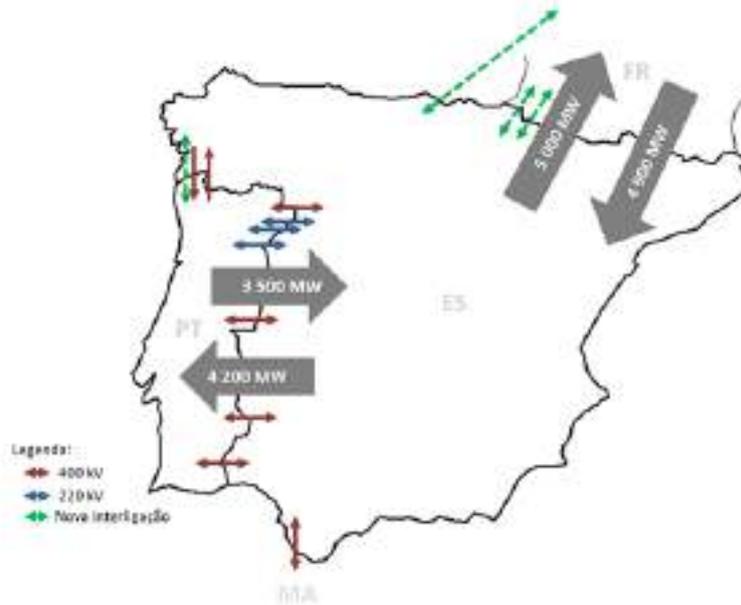
Em 2030, estima-se que a capacidade de trocas comerciais nas interligações (NTC) de 4 200 MW (assumindo o valor máximo de Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 4% e 3%,

nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente, configurando, assim, a expectativa de que na maior parte do tempo exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha.

Em 2040, estima-se que a NTC de 4 700 MW (assumindo o valor máximo de Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 1%, nas trajetórias Conservadora e Ambição.

No que diz respeito às futuras interligações entre Espanha e França, estão previstas três novas interligações, duas das quais através dos Pirenéus e outra através do Golfo da Biscaia, o que permitirá aumentar a capacidade comercial de interligação entre os dois países para 5 000 MW.

Figura 44 – Interligações transfronteiriças previstas para a Península Ibérica até 2030



Fonte: REN, REE, Comissão Europeia

6. Qualidade de Serviço

O fornecimento de energia elétrica com um elevado nível de qualidade constitui uma necessidade para a satisfação da sociedade em geral e, em particular, um suporte para sustentar o desenvolvimento das atividades económicas em condições competitivas num mercado cada vez mais global.

A vertente técnica da qualidade de serviço abrange as questões relacionadas com a **continuidade de serviço**, ou seja, a disponibilidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, bem como as questões que se prendem com a **qualidade da energia elétrica** que é colocada à disposição dos clientes.

No que se refere à vertente comercial, esta abrange essencialmente a qualidade do relacionamento comercial com o cliente (condições gerais de atendimento, modalidades de atendimento, os centros de atendimento presencial, o atendimento telefónico, o cumprimento do dever de informar os clientes, a assistência técnica e a avaliação da satisfação dos clientes), dependendo, na maioria das situações, do desempenho do comercializador.

Tendo por base o Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Sector Elétrico de 2022, publicado pela ERSE, em outubro de 2023, apresenta-se de seguida a informação mais relevante relativa à continuidade de serviço e à qualidade da energia elétrica em Portugal Continental em 2022.

6.1. Continuidade de serviço

Ao nível da RNT salienta-se:

- Em 2022 ocorreram duas interrupções de fornecimento longas (ambas acidentais);
- Apesar da ocorrência das interrupções de fornecimento longas, os padrões individuais de continuidade de serviço foram cumpridos na totalidade dos pontos de entrega;
- Em 2022 registou-se um aumento dos valores na generalidade dos indicadores gerais, comparativamente aos valores registados nos dois últimos anos, que se deveu ao facto de terem ocorrido duas interrupções de serviço nos pontos de entrega de Alcochete e Carvoeira, com a duração de 6,9 e 9,2 minutos, respetivamente.

Tabela 8 – Principais indicadores de continuidade de serviço da RNT (interrupções longas)

Indicador	2021	2022	Variação 2021-2022
N.º de interrupções longas (> 3 min.)	1	2	100%
Duração das interrupções longas (min.)	6,6	16,1	144%
ENF (MWh) [1]	4,7	7,7	64%
TIE (min.) [2]	0,05	0,08	60%
SAIFI[3] (interrupções/PdE)	0,01	0,02	100%
SAIDI[4] (minutos/PdE)	0,08	0,19	138%
SARI[5] (minutos/interrupção)	6,6	8,05	22%
MAIFI[6] (interrupções/PdE)	0,01	0	-100%
Taxa Combinada de Disponibilidade (%)	98,66	98,69	0%

Fonte: ERSE

Para a RND destaca-se:

- A continuidade de serviço percebida pelos clientes em 2022 melhorou face a 2021, que se deveu, sobretudo, ao impacto reduzido dos eventos excecionais;
- Todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos foram respeitados, quer para a rede MT, quer para a rede BT, nas três zonas de qualidade de serviço;
- No ano de 2022, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço aumentou 21% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes aumentou 28% comparativamente com o valor pago em 2021.

Tabela 9 – Principais indicadores de continuidade de serviço da RND

Rede	Indicador	2021		2022		Variação 2021-2022	
		Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas
AT	SAIFI (interrupções/PdE)	0,11	0,01	0,12	0	9%	-100%
	SAIDI (minutos/PdE)	6	1,38	15,25	0	154%	-100%
	MAIFI (interrupções /PdE)	0,45	0	0,39	0	-13%	-
MT	END (MWh)	4436,32	7,45	4705,14	0,25	6%	-97%
	TIEPI (minutos)	63,87	0,11	61,86	0	-3%	-100%
	SAIFI (interrupções /PdE)	2,05	0	1,88	0	-8%	-
	SAIDI (minutos/PdE)	86,09	0,27	82,04	0	-5%	-100%
	MAIFI (interrupções /PdE)	9,32	0	8,72	0	-6%	-
BT	SAIFI (interrupções /cliente)	1,84	0,01	1,75	0	-5%	-100%
	SAIDI (minutos/cliente)	92,32	1,26	85,6	0,84	-7%	-33%

Fonte: ERSE

6.2. Qualidade da energia elétrica

Ao nível da RNT salienta-se:

- No ano de 2022 foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5.^a, 7.^a e 15.^a tensões harmónicas. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE;
- Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2022, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou uma redução de 18% relativamente ao ano anterior.

Para a RND destaca-se:

- Registaram-se algumas situações pontuais de não conformidade dos valores de tremulação, do valor eficaz da tensão e das tensões harmónicas, que estão a ser objeto de acompanhamento pela ERSE, conjuntamente com o ORD;
- De um modo geral tem-se verificado uma progressiva melhoria na conformidade com a norma NP EN 50160.

7. Considerações Finais

1. Os cenários de procura, essenciais para orientar a evolução da oferta, apontam para uma estabilização do consumo de eletricidade no período 2024-2040, com taxas médias de crescimento anual⁴⁰ de 0,4% no Cenário Superior Ambição, 0,2% no Cenário Central Ambição, -0,1% no Cenário Central Conservador e -0,4% no Cenário Inferior Conservador. No Cenário Superior Ambição – Teste de Stress a taxa média de crescimento anual no período 2024-2027 é de 3,2%.

As previsões de evolução da procura do RMSA-E 2023 são inferiores às do RMSA-E anterior em todos os cenários. A partir de 2034, a procura em todos os cenários está abaixo da envolvente da procura dos cenários do RMSA-E 2022. No horizonte do estudo, o cenário Superior Ambição está abaixo da envolvente com uma variação de -17% e o cenário Inferior Conservador com uma variação de -15%, sendo que o valor do consumo no cenário Superior Ambição é praticamente igual ao do cenário Inferior Conservador do RMSA-E 2022. Esta situação fica a dever-se, essencialmente:

- à evolução mais relevante do autoconsumo por via do aumento da produção distribuída, com impacto no sentido da redução do consumo;
- ao menor impacto da mobilidade elétrica nos consumos;
- ao facto da produção não dedicada para o H₂ ser inferior à do RMSA-E 2022.

2. O sistema electroprodutor nacional evoluirá no sentido da aceleração da penetração das fontes de energia renovável (FER), o que coloca desafios crescentes à gestão da intermitência e variabilidade da produção associada a estas fontes. Além disso, perspetiva-se uma crescente eletrificação dos consumos, em particular no sector dos transportes, o que aumenta a complexidade da gestão da rede e dos consumos.

3. Na Trajetória Conservadora, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o indicador *Lost of Load Expectation* (LOLE) ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, com exceção de 2025. Em 2030 o LOLE atinge 42 h/ano e em 2040 o valor de 184 h/ano. Num ambiente de funcionamento normal do mercado (com cerca de 2700 MW de capacidade para trocas comerciais nas interligações) é razoável considerar que existe capacidade de resposta a este cenário. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular no mercado intradiário, a disponibilidade de meios nacionais será essencial para a garantia de abastecimento dos consumos, devendo ser ativadas as seguintes medidas para garantir a segurança de abastecimento do SEN:

iii) Do lado da oferta:

Solicitação da ativação de um programa de apoio ao operador do sistema elétrico espanhol (conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 19 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema);

⁴⁰ Consumo referido à produção líquida (Consumo Total no Continente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição) excluindo energia dedicada ao H₂ em circulação na RNT.

iv) Do lado da procura:

- Redução do consumo dos consumidores industriais elegíveis com os quais existam contratos de prestação desse serviço ou mecanismo equivalente – Banda de Reserva de Regulação (BRR).
- Deslastres pontuais de consumos não prioritários, conforme previsto no protocolo entre os operadores das redes de transporte e de distribuição de eletricidade, no caso de incumprimento das instruções referidas na medida anterior por parte dos clientes interruptíveis.

Até 2030, na Trajetória Conservadora, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 10% e 35% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4 200 MW), acrescido de uma capacidade adicional de 785 MW. No ano de 2040, para cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (4 700 MW), identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 1 090 MW.

4. Na trajetória Ambição, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Em 2030 o LOLE atinge 21 h/ano e em 2040 o valor de 479 h/ano.

Até 2030, na Trajetória Ambição, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 10% e 30% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4200 MW). No ano de 2040, para se cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (4700 MW) identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 2450 MW.

5. Na Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Em 2030 o LOLE atinge 28 h/ano e em 2040 o valor de 694 h/ano.

Na análise adicional de sensibilidade à procura que considera 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP no estádio de 2030, o LOLE atinge 86 h/ano, podendo, também, ser necessária a aplicação de medidas mitigadoras para suprir necessidades de reserva operacional.

Até 2030, na Trajetória Ambição, na ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5h/ano$) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 20% e 40% da NTC. Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC (4 200 MW), acrescido de uma capacidade adicional de 390 MW. No ano de 2040, para cumprir o padrão de segurança de abastecimento, para além da totalidade da NTC (4 700 MW), identifica-se a necessidade de capacidade adicional de 2 940 MW.

Na análise de sensibilidade adicional à procura que considera 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP em 2030, a necessidade de NTC ascende a 55%, correspondente a 2 310 MW.

6. No Teste de Stress, assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em 2024, tanto no estudo base, como na simulação adicional que considera apenas os três anos hidrológicos mais secos, podendo ser necessária a aplicação das medidas mitigadoras anteriormente apresentadas para a Trajetória Conservadora para suprir necessidades de reserva operacional. Nas condições do Teste de Stress, para garantir o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento em 2024, identificou-se a necessidade de capacidade de oferta adicional entre 1 750 MW e 1 950 MW, dependendo das condições hidrológicas consideradas (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos, respetivamente). Mesmo admitindo o prolongamento do funcionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro para além da data de fim do CAE, para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, os estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional de aproximadamente 950 MW. Daqui se conclui a importância de manter a CCTO em operação para além da data de fim do CAE.

7. Da análise de sensibilidade adicional à oferta na trajetória Conservadora, que assume uma evolução mais reduzida da capacidade eólica, fotovoltaica e cogeração que no cenário Conservador, constata-se que, considerando um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o indicador LOLE aumenta significativamente face à trajetória Conservadora (7,5 vezes em 2025, para 30 h/ano e 3,5 vezes em 2030, para 146 h/ano), levando ao incumprimento do padrão de segurança de abastecimento em 2025. Nestas condições, as necessidades de NTC para garantir o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento serão de 30% (1 260 MW) em 2025 e de 50% (2 100 MW) em 2030. Caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro é essencial para efeitos de segurança do abastecimento do SEN, mesmo após a data de desclassificação prevista para final de 2029.

8. As emissões totais anuais de CO₂ resultantes da produção pelas centrais termoelétricas em regime ordinário sofrem, nas trajetórias em análise, um decréscimo assinalável face a 2022 (5,2 Mt; IPH = 0,63), principalmente justificado pela penetração crescente de FER. Entre 2024 e 2030, considerando a média dos regimes hidrológicos, as emissões evoluem de 3,4 ou 3,5 Mt para 0,5 Mt ou 0,3 Mt, consoante se trate da Trajetória Conservadora ou da Trajetória Ambição, respetivamente. Em 2040, as estimativas apontam para que as emissões totais anuais de CO₂ sejam praticamente nulas, em ambas as trajetórias.

A taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás (média dos regimes hidrológicos), nas condições da Trajetória Conservadora, decresce de 30,6% em 2024 para 6,0% em 2030. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Conservador, a taxa de utilização média decresce de 30,0% em 2024 para 5,8% em 2030. Na trajetória Ambição, a taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás (média dos regimes hidrológicos) decresce de 31,3% em 2024 para 3,8% em 2030. Em 2035 e 2040, a utilização das centrais de ciclo combinado a gás terá significado apenas para efeitos de segurança de abastecimento.

9. Ao nível das interligações entre Portugal e Espanha, com os projetos de investimento em curso ou previstos implementar, estima-se que a capacidade de interligação aumente para 3 500 MW no sentido Portugal→Espanha e 4 200 MW no sentido Espanha→Portugal, no horizonte 2030.

No curto prazo (2024), tendo em consideração o acordo estabelecido entre a REN e a *Red Eléctrica de España* (REE), validado pela ERSE, que teve início na primeira metade de 2021, relativo à possibilidade de redespacho de geração em Espanha para mitigar a restrição de desvio angular⁴¹, poderão ser alcançados valores sustentados de capacidade de interligação com mínimos estimados de 2 700 MW em ambos os sentidos.

No horizonte 2025, com a entrada em serviço da linha de interligação a 400 kV Minho - Galiza (prevista ocorrer até final de 2024), será possível ultrapassar as restrições de rede ainda existentes e alcançar, em ambos os sentidos, valores mínimos de capacidade comercial de interligação acima dos 3 000 MW, objetivo proposto pelos Governos de Portugal e Espanha em Cimeira Ibérica no âmbito da criação do MIBEL.

Para o horizonte 2030, um conjunto de análises de muito longo prazo realizado pelos ORT de Portugal e Espanha conduziu a uma estimativa de valores de capacidade de interligação correspondentes aos já previstos para 2025 (3 500 MW no sentido Portugal→Espanha e 4 200 MW no sentido Espanha→Portugal).

Em 2040, as capacidades comerciais de interligação poderão situar-se nos 4 000 MW no sentido Portugal→Espanha e nos 4 700 MW no sentido Espanha→Portugal, valores identificados como “*Target Capacities*” para a fronteira Portugal-Espanha em estudos realizados no âmbito do *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) de 2022, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

Em 2022 registou-se um valor médio de capacidade comercial de interligação na ordem dos 2 750 MW no sentido Portugal→Espanha e na ordem dos 3 633 MW no sentido Espanha→Portugal, o que conduz a um valor de capacidade de interligação de cerca de 14,1%. Apesar de se ter atingido um rácio entre a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha (sentido da importação) e a capacidade instalada no SEN próximo de 15%, a ambição 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 nos Pirenéus, fronteira entre Espanha e França.

⁴¹ Esta possibilidade assenta num acordo estabelecido entre a REN e a REE, com a concordância da ERSE.

Em 2030, estima-se que a capacidade de trocas comerciais nas interligações (NTC) de 4 200 MW (assumindo o valor máximo Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 4% e 3%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente, configurando, assim, a expectativa de que na maior parte do tempo exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha⁴². Em 2040, estima-se que a NTC de 4 700 MW (assumindo o valor máximo Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 1%, nas trajetórias Conservadora e Ambição.

10. Para fazer face à desclassificação das centrais a carvão de Sines e do Pego, ocorrida durante o ano de 2021, está previsto, no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT-E 2021), um conjunto de reforços que, assumindo a sua colocação atempada em serviço, permitirão ultrapassar potenciais dificuldades e restrições pontuais à operação da rede, dependendo dos regimes de funcionamento, perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país.

Relativamente às previsões de instalação de novos empreendimentos de geração baseados no aproveitamento da energia solar e eólica, constata-se que a rede atual, mesmo acrescida da capacidade decorrente dos reforços de rede já licenciados e/ou aprovados no âmbito do PDIRT-E 2021, mas ainda não construídos, não tem capacidade suficiente para a receção da nova geração associada às novas metas de FER. No âmbito da preparação da elaboração do PDIRT-E 2023 foi já identificada pelo ORT, e comunicada à tutela, a necessidade de implementação de novos projetos de expansão da RNT, com expressão territorial relevante, com vista, em particular, ao cumprimento de novos acordos para atribuição de reserva de capacidade de injeção na RNT e das novas metas de FER estabelecidas na proposta de atualização do PNEC, não consideradas no PDIRT-E 2021.

11. Até à entrada em serviço da linha Feira-Ribeira de Pena a 400 kV, o sistema eletroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena-Vieira do Minho a 400 kV, convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores de elevada potência da bacia do Cávado, para o mesmo nó de rede. Tal situação exige que o gestor global do SEN tenha de avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de segurança, impondo as restrições que tiver que determinar à referida produção, em função das condições da rede e do SEN em concreto.

Com a desclassificação da central a carvão de Sines acentuaram-se os trânsitos norte-sul, nomeadamente perante situações de elevada produção a norte e ausência ou muita reduzida produção na zona sul. Para continuar a assegurar as condições de segurança de operação da rede é importante o reforço da Rede Nacional de Transporte (RNT) a norte da Grande Lisboa com a linha a 400 kV Fanhões - Rio Maior, para além do eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique – Tavira.

A geração distribuída já instalada ou prevista ser instalada na Rede Nacional de Distribuição (RND), fotovoltaica e outras, tem vindo a ter um crescimento significativo, aumentando os fluxos de energia no sentido da RND para a RNT.

⁴² Simulações com o modelo VALORAGUA. Da simulação com o modelo PS-MORA, em base horária, resulta uma utilização do valor máximo do NTC (PTIES = 3500 MW e ESPT = 4200MW) de 5% na Trajetória Ambição e 7% na Trajetória Conservadora.

O forte crescimento perspetivado para nova geração fotovoltaica e eólica ligada na RNT e na RND exige um grande esforço em novos reforços de rede. Para isso é necessária a efetiva agilização dos procedimentos de licenciamento e de avaliação ambiental das novas infraestruturas da RNT e da RND, para que a rede evolua em sintonia com o crescimento do parque electroprodutor.

O crescimento sustentado da geração variável solar e eólica aumenta as necessidades de flexibilidade proporcionadas atualmente pela geração síncrona convencional, como sejam o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia.

O RMSA-E 2023 é o primeiro dos RMSA-E com critérios de adequação baseados exclusivamente no indicador LOLE. Note-se, a este propósito, que a Norma de Fiabilidade, estabelecida no artigo 25.º do Regulamento (UE) 2019/943 como indicador do nível necessário de segurança do abastecimento do Estado Membro, e que será calculada no âmbito da Avaliação Nacional da Adequação dos Recursos, será expressa como LOLE. Tal como em relação à ERAA de 2021, em fevereiro de 2023 a ACER decidiu, no âmbito das suas competências, não aprovar nem alterar a ERAA de 2022, ficando, deste modo, adiada a Avaliação Nacional da Adequação dos Recursos, que depende dos resultados da avaliação europeia.

13. Quanto à qualidade de serviço, de acordo com o Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Sector Elétrico de 2022, em 2022 verificou-se que a continuidade de serviço percecionada pelos clientes das redes de distribuição melhorou face a 2021. O impacto reduzido dos eventos excecionais contribuiu para que o desempenho dos indicadores gerais de continuidade de serviço do ORD melhorasse significativamente face ao desempenho verificado no ano anterior. No caso da RNT, a evolução dos indicadores gerais mostra que o ano de 2022 apresentou valores superiores aos registados nos dois últimos anos para a generalidade dos indicadores de continuidade de serviço.

No que diz respeito à qualidade da energia elétrica, tal como no ano anterior, em 2022 foram identificados, tanto no RNT como na RND, alguns incumprimentos dos valores regulamentares, nomeadamente os relativos à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica no caso da RNT e aos valores de tremulação, ao valor eficaz da tensão e às tensões harmónicas na RND.

Anexos

Anexo 1 – Pressupostos do RMSA-E 2023

Anexo 2 – Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040

Anexo 1

Pressupostos do RMSA-E 2023

RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL 2023 - PERÍODO 2024-2040 (RMSA-E 2023)

CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte e âmbito territorial

O estudo terá o horizonte 2024-2040, com detalhe anual em 2024, 2025, 2030, 2035 e 2040, incluindo, portanto, os anos definidos no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º 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. O estudo será relativo ao sistema elétrico de Portugal Continental.

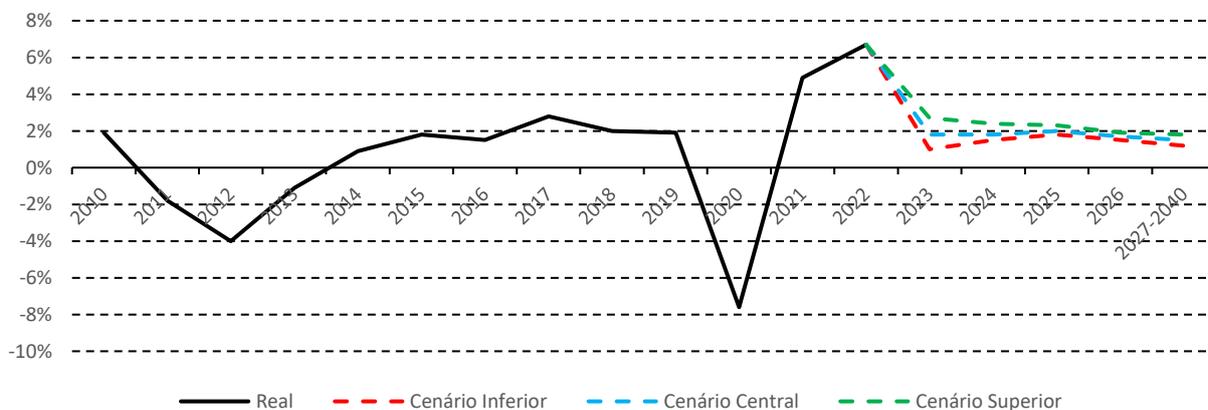
2. Cenários macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos que servirão de base à definição dos cenários de procura do RMSA-E 2023 são os seguintes:

Tabela 1 - Cenários de evolução da taxa de variação do Produto Interno Bruto (PIB)

	2023	2024	2025	2026	2027-2040
Cenário Inferior	1,0%	1,5%	1,8%	1,5%	1,2%
Cenário Central	1,8%	1,8%	2,0%	1,7%	1,5%
Cenário Superior	2,7%	2,4%	2,3%	1,9%	1,8%

Figura 1 - Evolução real e prevista da taxa de variação do PIB



Os cenários macroeconómicos propostos tiveram em conta as mais recentes previsões macroeconómicas para Portugal, provenientes do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional (FMI), do Conselho das Finanças Públicas e do Ministério das Finanças:

Tabela 2 – Previsões de evolução da taxa de variação do PIB

	2023	2024	2025	2026	2027
Banco de Portugal (Boletim Económico, junho 2023)	2,7%	2,4%	2,3%		
Comissão Europeia (<i>European Economic Forecast, Spring 2023</i> , maio 2023)	2,4%	1,8%			
OCDE (<i>Economic Outlook- Volume 2023 Issue 1</i> , junho 2023)	2,5%	1,5%			
FMI (<i>World Economic Outlook, April 2023</i>)	1,0%	1,7%	2,2%	1,9%	1,9%
Conselho das Finanças Públicas (Perspetivas económicas e orçamentais 2023-2027, março 2023)	1,2%	1,8%	2,0%	1,7%	1,7%
Ministério das Finanças (Relatório do Orçamento do Estado 2023, outubro 2022)	1,3%				
Ministério das Finanças (Programa de Estabilidade 2023-2027, abril 2023)	1,8%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%

Quanto ao Valor Acrescentado Bruto (VAB) por setor, a projeção efetuada pela DGEG, com base no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) e considerando os valores de 2022 publicados pelo INE, aponta para a seguinte evolução para o período 2022-2040:

Tabela 3 – Previsão de evolução dos VAB sectoriais (em % do PIB)

	2022	2030	2035	2040
Impostos	14,0%	11,8%	11,8%	11,8%
Agricultura, Silvicultura e Pescas	1,9%	2,1%	2,1%	2,1%
Indústria	15,4%	15,5%	15,5%	15,5%
Construção e Obras Públicas	3,7%	4,1%	4,1%	4,1%
Serviços	65,0%	66,6%	66,6%	66,6%

3. Pressupostos de oferta

Os cenários de oferta do RMSA-E 2023 terão em consideração os seguintes pressupostos:

- Nos cenários Conservador e Ambição considera-se a capacidade instalada (dados de 14 de março de 2023, referentes a 31 de dezembro de 2022), a capacidade licenciada e a capacidade em licenciamento de centros eletroprodutores (dados de 9 de fevereiro de 2023, referentes a 31 de dezembro de 2022) e no Teste de Stress a capacidade instalada de centros eletroprodutores acrescida da capacidade dos novos centros em construção ou que se prevê que iniciem a sua construção até 31 de dezembro de 2023.
- Na componente da oferta das Grandes Térmicas, considera-se:
 - i) nos cenários Conservador e Ambição, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029;
 - ii) no Teste de Stress, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de março de 2024, de acordo com a data de término do respetivo contrato de aquisição de energia.
- No que respeita às Grandes Hídricas, considera-se como referência as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos, de acordo com a informação mais recente relativa aos processos de licenciamento e com a informação dos promotores, sendo que, à data da elaboração dos Pressupostos, apenas se prevê, para o período em análise, a entrada em serviço do centro electroprodutor do Alto Tâmega (Vidago), no ano de 2024¹ (com uma capacidade instalada de 160 MW).
- No que respeita à produção a partir de outras fontes de energia renovável (FER) e cogeração, os cenários Conservador e Ambição tiveram em conta a informação mais recente disponível, referente a 31 de dezembro de 2022, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento para a produção centralizada, cuja previsão de entrada em funcionamento se apresenta na tabela 4, e à capacidade instalada e à potência de ligação prevista e já atribuída para a produção distribuída, apresentada na tabela 5.

Em ambos os cenários, na capacidade FER em licenciamento consideraram-se igualmente os projetos que ainda não obtiveram licença de produção aos quais foram atribuídas capacidades no âmbito dos leilões de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) de eletricidade produzida em centrais fotovoltaicas realizados em 2019 e 2020, dos leilões de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centros eletroprodutores renováveis e em centrais fotovoltaicas flutuantes realizados em 2021, os projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) e de Distribuição, ao abrigo da alínea a) o n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, bem como os projetos para os quais foram formalizados acordos entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo.

¹ A entrada em serviço industrial dos dois grupos está prevista para final de março de 2024.

Tabela 4 – Capacidade FER e cogeração centralizada licenciada e em licenciamento - Previsão de entrada em produção (MW)

Tecnologia (MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2030
Cogeração não renovável	1	0	0	0	0	0
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	0	0	0	0	0	0
Eólica onshore	99	208	159	0	0	0
Eólica offshore	0	0	0	0	0	0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0
Biomassa (s/ cogeração)	16	0	0	0	0	0
Biogás (s/ cogeração)	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico (PV)	1 089	1 963	1 068	1 311	723	711
Fotovoltaico Concentração (CPV)	0	0	0	0	0	0
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0
Ondas	0	1	1	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0
Total	1 205	2 172	1 228	1 311	723	711

Tabela 5 – Capacidade FER e cogeração distribuída (projetos registados na DGEG) - Previsão de entrada em produção (MW)

Tecnologia (MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2030
Cogeração não renovável	0	0	0	0	0	0
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	1	1	0	0	0	0
Eólica onshore	0	0	0	0	0	0
Eólica offshore	0	0	0	0	0	0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0
Biomassa (s/ cogeração)	0	0	0	0	0	0
Biogás (s/ cogeração)	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico (PV)	1 000	683	0	0	0	0
Fotovoltaico Concentração (CPV)	0	0	0	0	0	0
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0
Ondas	0	1	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0
Total	1 001	685	0	0	0	0

Nos cenários Conservador e Ambição considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2025, 2030, 2035 e 2040 nos cenários *With Existing Measures (WEM)* e *With Additional Measures (WAM)*, respetivamente, conforme definido no PNEC revisto (submetido à Comissão Europeia no final de junho), serão atingidos nesses anos, com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.

- No caso da cogeração não foi considerada a potência instalada dos grupos de reserva, das instalações paradas e das instalações que funcionam apenas para autoconsumo.
- No que respeita ao armazenamento de eletricidade, no cenário Ambição foram considerados os objetivos de capacidade instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 no cenário WAM do draft da

revisão do PNEC, e no cenário Conservador, para os anos de 2025 e 2030 considerou-se, a evolução definida no anterior RMSA-E, que teve por base os resultados do leilão de reserva de capacidade para produção fotovoltaica de agosto de 2020, que incluiu uma modalidade de licitação aplicável aos centros electroprodutores que dispusessem de capacidade de armazenamento. Relativamente aos anos 2035 e 2040, é seguida uma tendência de crescimento próxima daquela verificada para o cenário ambição, diferindo dos valores de partida (em 2030). É considerado que as baterias estarão associadas à produção solar, assumindo-se que estas são utilizadas essencialmente para fazer face à variabilidade de produção de eletricidade com origem no solar. Foram, assim, estabelecidos os cenários de evolução da capacidade de armazenamento que constam na seguinte tabela.

Tabela 6 – Capacidade instalada de sistemas de armazenamento (MW)

	2025	2030	2035	2040
Cenário Ambição	200	990	4839	8994
Cenário Conservador	100	200	1000	1800

Assim, propõem-se os seguintes cenários de oferta para o sistema electroprodutor nacional para o horizonte 2040:

3.1. Cenários de oferta

No caso do cenário Conservador, considera-se a seguinte evolução da capacidade para o horizonte 2022-2040:

Tabela 7 – Previsão da evolução da capacidade no período 2022-2040 - CENÁRIO CONSERVADOR (MW)

Tecnologia (MW)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2035		2040
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839		2 054		1 357
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	0		0		0
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5		0,5		0,5
Total Térmica	3 829	2 839		2 054		1 357							
Cogeração não renovável	741	741	741	814	814	814	814	814	814		814		814
Cogeração renovável	460	460	460	792	761	729	698	667	636		1 242		1 242
Total Cogeração	1 201	1 201	1 201	1 606	1 575	1 543	1 512	1 481	1 450		2 056		2 056
Grandes Hídricas	7 411	7 411	7 577	7 577	7 577	7 577	7 577	7 577	7 577		7 577		7 577
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	160	160	160	160	160	160	160		160		160
<i>das quais reversíveis</i>	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593		3 593		3 593
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	620	620	620	620	620	620	620	620	620		620		620
Total Hídrica	8 032	8 032	8 198		8 198		8 198						
Eólica onshore	5 544	5 643	5 850	6 009	6 608	7 206	7 804	8 402	9 000		10 600		12 200
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	547	1 094	1 641	2 188	2 734		2 734		2 734
Eólica offshore	25	25	25	25	70	115	160	205	250		2 688		5 125
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	45	90	135	180	225		2 664		5 102
Total Eólica	5 569	5 668	5 875	6 034	6 678	7 321	7 964	8 607	9 250		13 288		17 325
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	82	82	82	82	82	97		78		42
Biomassa (s/ cogeração)	221	237	237	251	251	251	251	251	298		240		129
Biogás (s/ cogeração)	83	83	83	88	88	88	88	88	104		84		45
Fotovoltaico (PV)	1 477	2 565	4 529	5 596	6 907	7 630	8 341	9 031	10 174		13 226		17 615
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	735	1 470	2 205	2 940	3 675		7 188		10 985
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	15	15	15	15	15	15	15		15		15
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0		0
Total Solar	1 492	2 581	4 544	5 612	6 923	7 646	8 357	9 047	10 190		13 241		17 631

Ondas	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Geoterminia	0	0	0	34	34	34	34	34	34	34	60	39
Produção Distribuída**	1 033	2 034	2 719	3 178	3 400	3 621	3 842	4 064	4 285		9 043	13 801
Fotovoltaico (PV)	1 018	2 019	2 702	3 161	3 383	3 604	3 826	4 047	4 269		9 027	13 784
Hídrica	0,2	1,1	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7		1,7	1,7
Eólica	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0		4,0	4,0
Biomassa	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3		6,3	6,3
Biogás	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6		3,6	3,6
Ondas/Marés	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		1,0	1,0
Armazenamento	0	0	0	100	125	150	167	183	200		1 000	1 800
TOTAL	21 536	23 742	26 765	29 015	31 184	32 765	34 326	35 866	36 949		49 345	62 426
<i>do qual Renovável</i>	16 966	19 171	22 194	24 371	26 541	28 122	29 683	31 223	33 295		46 476	60 254
<i>do qual Não-Renovável</i>	4 570	4 571	4 571	4 643	3 653		2 868	2 171				

* Capacidade máxima

** Inclui Miniprodução, Microprodução, Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC)

No caso do cenário Ambição, considera-se a seguinte evolução da capacidade para o horizonte 2022-2040:

Tabela 8 – Previsão da evolução da capacidade no período 2022-2040 - CENÁRIO AMBIÇÃO (MW)

Tecnologia (MW)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 054	0
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	0	0	0
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	2 839	2 054	0							
Cogeração não renovável	741	741	741	814	807	799	792	784	777	491	0
Cogeração renovável	460	460	460	734	743	752	761	770	779	880	1 199
Total Cogeração	1 201	1 201	1 201	1 548	1 550	1 551	1 553	1 554	1 556	1 371	1 199
Grandes Hídricas	7 411	7 411	7 577	7 577	7 577	7 577	7 577	7 577	7 577	7 787	7 787
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160
<i>das quais reversíveis</i>	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593

Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620
Total Hídrica	8 032	8 032	8 198	8 408	8 408							
Eólica onshore	5 544	5 643	5 850	6 300	7 120	7 940	8 760	9 580	10 400	11 650	12 900	
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	444	587	730	873	1 016	1 159	1 159	1 159	
Eólica offshore	25	25	25	25	420	815	1 210	1 605	2 000	6 000	10 000	
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	395	790	1 185	1 580	1 975	5 977	9 221	
Total Eólica	5 569	5 668	5 875	6 325	7 540	8 755	9 970	11 185	12 400	17 650	22 900	
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	82	88	94	100	106	112	85	42	
Biomassa (s/ cogeração)	221	237	237	251	270	288	307	325	344	260	129	
Biogás (s/ cogeração)	83	83	83	88	94	101	108	114	121	91	45	
Fotovoltaico (PV)	1 477	2 565	4 529	6 085	7 847	9 609	11 372	13 134	14 897	21 481	28 066	
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	1 762	3 525	5 287	7 050	8 812	10 616	17 374	
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	120	240	360	480	600	600	600	
Total Solar	1 492	2 581	4 544	6 100	7 982	9 865	11 747	13 630	15 512	22 097	28 681	
Ondas	0	0	1	2	42	81	121	161	200	200	200	
Geotermia	0	0	0	34	38	41	44	48	51	77	56	
Produção Distribuída**	1 033	2 034	2 719	3 178	3 637	4 097	4 556	5 015	5 475	9 653	13 148	
Fotovoltaico (PV)	1 018	2 019	2 702	3 161	3 621	4 080	4 539	4 999	5 458	9 637	13 131	
Hídrica	0,2	1,1	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
Eólica	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Biomassa	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	
Biogás	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
Ondas/Marés	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Armazenamento	0	0	0	0	198	396	594	792	990	4 839	8 994	
TOTAL	21 536	23 742	26 765	29 636	33 466	37 297	41 127	44 957	47 798	66 784	83 803	
do qual Renovável	16 966	19 171	22 194	24 992	28 830	32 668	36 506	40 344	44 182	64 239	83 802	
do qual Não-Renovável	4 570	4 571	4 571	4 643	4 636	4 629	4 621	4 614	3 616	2 545	0	

*Capacidade máxima

** Inclui Miniprodução, Microprodução, Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC)

Para além do estudo sobre os cenários Conservador e Ambição, procede-se ainda a uma análise, designada por Teste de Stress, com o objetivo de avaliar até quando o SEN consegue dar resposta, numa ótica de segurança de abastecimento. Neste cenário, a oferta é constituída pelo sistema existente, considerando a desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de março de 2024, de acordo com o estabelecido no respetivo contrato de aquisição de energia, bem como a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável (alinhado com a evolução definida para o cenário Ambição), e acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê que iniciem a sua construção até 31 de dezembro de 2023. No caso das Grandes Hídricas, para além da capacidade instalada, foi considerada a capacidade da central do Alto Tâmega, com previsão de entrada em exploração comercial em 2024. O horizonte temporal considerado para o Teste de Stress são os próximos cinco anos (2024-2028), uma vez que não se considera expectável que o incremento da oferta se mantenha imutável até 2040.

Tabela 9 – Previsão da evolução da capacidade no período 2022-2028 – TESTE DE STRESS (MW)

Tecnologia (MW)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839	2 839
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	0	0	0	0
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839	2 839
Cogeração não renovável	741	704	667	630	593	555	518
Cogeração renovável	460	460	460	460	460	460	460
Total Cogeração	1 201	1 164	1 127	1 090	1 053	1 016	979
Grandes Hídricas	7 411	7 411	7 577	7 577	7 577	7 577	7 577
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	160	160	160	160	160
<i>das quais reversíveis</i>	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	620	620	620	620	620	620	620
Total Hídrica	8 032	8 032	8 198				
Eólica onshore	5 544	5 643	5 850	5 909	5 909	5 909	5 909
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	0	0	0
Eólica offshore	25	25	25	25	25	25	25
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	0	0	0
Total Eólica	5 569	5 668	5 875	5 934	5 934	5 934	5 934

Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	221	237	237	237	237	237	237
Biogás (s/ cogeração)	83	83	83	83	83	83	83
Fotovoltaico (PV)	1 477	2 565	4 529	4 874	5 124	5 124	5 124
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	15	15	15	15	15
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0
Total Solar	1 492	2 581	4 544	4 890	5 140	5 140	5 140
Ondas	0	0	1	1	1	1	1
Geotermia	0	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída**	1 033	2 034	2 719	2 719	2 719	2 719	2 719
Fotovoltaico (PV)	1 018	2 019	2 702	2 702	2 702	2 702	2 702
Hídrica	0,2	1,1	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Eólica	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Biomassa	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Biogás	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Ondas/Marés	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Armazenamento	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	21 536	23 704	26 690	26 068	26 280	26 243	26 206
<i>do qual Renovável</i>	16 966	19 171	22 194	22 599	22 849	22 849	22 849
<i>do qual Não-Renovável</i>	4 570	4 533	4 496	3 469	3 432	3 395	3 358

* Capacidade máxima

** Inclui Miniprodução, Microprodução, Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC)

4. Pressupostos de procura

Para efeitos de construção dos cenários de procura, tal como em anteriores exercícios, tem-se em conta a evolução das poupanças de energia elétrica resultantes das medidas de eficiência energética previstas na Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE sobre eficiência energética e a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios, bem como na Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro, que também altera a Diretiva 2012/27/EU, assim como as previsões da evolução do consumo de veículos elétricos, de veículos híbridos *plug-in*, do autoconsumo, quer das grandes instalações, quer da produção distribuída (UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo, Miniprodução e Microprodução), do consumo dos eletrolisadores para produção de hidrogénio verde, bem como de outros grandes consumidores industriais ligados à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Outros instrumentos e estratégias são tidos em conta no presente RMSA-E, nomeadamente o *draft* de revisão do PNEC 2030 submetido à Comissão Europeia a 30 de junho de 2023.

O Decreto-Lei n.º 64/2020, de 10 de setembro, que transpõe a Diretiva (UE) 2018/2002, estabelece a obrigação de se atingirem metas cumulativas, no período 2021-2030, equivalentes a novas economias anuais de, pelo menos, 0,8% do consumo de energia final.

A Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), publicada através Resolução de Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, estabelece medidas e objetivos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, com vista à renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, para o converter num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética.

A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético, promovendo a sua introdução gradual enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada. Os desafios decorrentes dos objetivos e metas associados à transição energética deverão levar em linha de conta uma visão integrada do sistema energético nacional, refletindo uma abordagem de integração de sectores, nomeadamente do SEN (Sistema Elétrico Nacional) e do SNG (Sistema Nacional de Gás), a designada *smart sector integration*. As metas estabelecidas na EN-H2, que contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, e o que foi considerado no *draft* da revisão do PNEC, e como tal, será necessário avaliar os respetivos impactos no SEN.

4.1. Eficiência energética

No que diz respeito às poupanças de eletricidade nos edifícios (setores doméstico e dos serviços), estabeleceu-se que o cenário *Ambição* se encontra alinhado com os objetivos definidos na ELPRE 2050 para os horizontes de 2030 e 2040. Quanto ao cenário *Conservador*, assumiu-se que a evolução das poupanças de eletricidade corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário *Ambição*.

As estimativas das poupanças de eletricidade nos edifícios no período em análise, em cada um dos cenários, podem ser consultadas na tabela 10.

Tabela 10 - Estimativa das poupanças de eletricidade nos edifícios (GWh)

Cenário Ambição		Cenário Conservador	
2023-2030	2031-2040	2023-2030	2031-2040
3606	6606	2885	5285

Fonte: ADENE (Modelação ELPRE 2050)

Relativamente à divisão dos valores da tabela *supra*, entre edifícios residenciais e não residenciais², estima-se que o sector residencial represente 48% e 55% das poupanças de eletricidade nos edifícios, respetivamente nos períodos 2023-2030 e 2031-2040 (em ambos os cenários).

No que diz respeito às poupanças de eletricidade nos restantes setores, no período 2023-2030, tem-se em conta a meta de poupanças a atingir no âmbito do artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética (Diretiva 2012/27/UE, alterada pela Diretiva UE 2018/2002, de 11 de dezembro). Estas estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade no período 2019-2021 nos sectores da indústria (incluindo CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão), transportes e agricultura e pescas, considerando que o esforço de poupança sobre a eletricidade é igual ao dos outros combustíveis e equivalendo a 0,8%/ano.

Para o período 2031-2040, e não havendo referencial a aplicar, estimam-se poupanças com base numa redução anual de 0,25%/ano sobre a média de consumo entre 2019 e 2021.

A evolução atrás mencionada foi considerada para o cenário de maior ambição nas poupanças (cenário Ambição), enquanto para o cenário Conservador se assumiu que a evolução das poupanças de eletricidade corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição.

As estimativas das poupanças de eletricidade no período em análise podem ser consultadas na tabela 11.

Tabela 11 – Estimativa das poupanças de eletricidade, exceto edifícios (GWh)

Cenário Ambição		Cenário Conservador	
2023-2030	2031-2040	2023-2030	2031-2040
1136	444	909	355

Fonte: Estimativa DGEG

4.2. Mobilidade elétrica

No que diz respeito ao consumo de eletricidade associado à mobilidade elétrica foi tida em conta a evolução prevista no *draft* de revisão do PNEC para o número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV) e *Battery Electric Vehicle* (BEV), de veículos ligeiros de mercadorias com tecnologia BEV e de veículos pesados de passageiros com tecnologia BEV. No caso dos veículos pesados de mercadorias com tecnologia BEV, bem como dos navios fluviais de passageiros elétricos, não existindo novos dados e informações sobre a sua evolução, foram consideradas as projeções do exercício do RMSA-E anterior.

² Edifícios da administração pública, comércio, ensino, escritórios, hotelaria, residências, saúde e desporto.

Tabela 12 – Previsão de evolução dos veículos ligeiros de passageiros e de mercadorias BEV e PHEV no cenário Conservador

	Ligeiros de passageiros				Ligeiros de mercadorias		Total
	BEV		PHEV		BEV		
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo elétrico)	N.º	km (média anual)	N.º
2022	61490	14600	64012	5000	2794	17667	128252
2023	72661	15233	67341	5200	4048	17751	144050
2024	83830	15867	70671	5300	5347	17834	159848
2025	95000	16500	74000	5400	6646	17917	175646
2026	156570	17200	81200	5500	15289	18000	253059
2027	218140	17900	88400	5600	23933	18083	330472
2028	279710	18600	95600	5700	32576	18167	407885
2029	341280	19300	102800	5800	41220	18250	485298
2030	402851	20000	110000	6000	49863	18333	562714
2035	686890	20000	143000	6000	100401	19861	930291
2040	1674114	20000	170000	6000	118694	21389	1962808

Tabela 13 – Previsão de evolução dos veículos ligeiros de passageiros e de mercadorias BEV e PHEV no cenário Ambição

	Ligeiros de passageiros				Ligeiros de mercadorias		Total
	BEV		PHEV		BEV		
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo elétrico)	N.º	km (média anual)	N.º
2022	61490	14600	64012	5000	2749	17667	128252
2023	81600	15233	76008	5200	4499	17751	162107
2024	101709	15867	88004	5300	6250	17834	195963
2025	121818	16500	100000	5400	8000	17917	229818
2026	187455	17200	140000	5500	20400	18000	347855
2027	253091	17900	180000	5600	32800	18083	465892
2028	318728	18600	220000	5700	45200	18167	583929
2029	384364	19300	260000	5800	57600	18250	701966
2030	450001	20000	300000	6000	70000	18333	820001
2035	800000	20000	270000	6000	150000	19861	1220000
2040	1714264	20000	230000	6000	220000	21389	2164264

Tabela 14 – Previsão de evolução dos veículos pesados de passageiros e de mercadorias BEV no cenário Conservador

	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	BEV		BEV	
	Nº	km (média anual)	Nº	km (média anual)
2022	148	53757	12	27500
2023	165	53980	20	30000
2024	183	54203	30	32500
2025	200	54426	45	35000
2026	220	54649	85	37500
2027	240	54872	135	40000
2028	260	55095	195	42500
2029	280	55318	265	45000
2030	300	55541	345	47500
2035	500	55541	945	55000
2040	725	55541	1805	70000

Tabela 15 – Previsão de evolução dos veículos pesados de passageiros e de mercadorias BEV no cenário Ambição

	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	BEV		BEV	
	Nº	km (média anual)	Nº	km (média anual)
2022	148	53757	12	27500
2023	199	53980	30	30000
2024	249	54203	60	32500
2025	300	54426	100	35000
2026	340	54649	170	37500
2027	380	54872	270	40000
2028	420	55095	450	42500
2029	460	55318	650	45000
2030	500	55541	850	47500
2035	1000	55541	1890	55000
2040	2468	55541	3610	70000

Tabela 16 – Previsão de evolução dos navios fluviais de passageiros elétricos nos cenários Conservador e Ambição³

	Navios fluviais de passageiros elétricos	
	Conservador	Ambição
	Nº	Nº
2022	0	0
2023	0	0
2024	1	1
2025	2	3
2026	5	8
2027	8	10
2028	10	10
2029	10	10
2030	10	10
2035	10	10
2040	10	10

Para efeitos do presente estudo considerou-se um consumo unitário anual de 0,7 GWh, baseado na diferença entre a eficiência energética das soluções térmica e de motor elétrico, partindo do valor do consumo de combustível para a operação atualmente em vigor.

4.3. Autoconsumo

As previsões do autoconsumo de grandes instalações partem do valor estimado para 2022 e são determinadas com base na evolução prevista da capacidade instalada para os três cenários de oferta. Estima-se que em 2022 o autoconsumo das instalações de cogeração tenha atingido 1286 GWh⁴. Quanto ao autoconsumo de centrais térmicas, excluindo as Grandes Térmicas, estima-se que, nesse ano, tenha atingido os 1556 GWh.

Relativamente ao autoconsumo de unidades de produção distribuída, o procedimento é semelhante, tendo como referencial a evolução prevista da potência de ligação da produção distribuída para os três cenários de oferta. Para estas unidades a potência de ligação estimada em 31 de dezembro de 2022, em Portugal Continental, era de cerca de 1060 MW⁵ e a produção estimada em 2022 de aproximadamente 1252 GWh⁶.

³ Na ausência de informação adicional, foram considerados os valores apresentados no RMSA-E 2022 ajustados em 1 ano, atendendo a que apenas recentemente foi finalizado o concurso público aberto pela Transtejo para a aquisição e construção dos postos de carregamento e a respetiva manutenção dos navios.

⁴ 586 GWh relativos a cogeração a gás natural, 558 GWh a cogeração com fontes de energia renovável e 142 GWh a cogeração com outras fontes não renováveis (resíduos industriais e outros resíduos não renováveis).

⁵ 57 MW relativos a UPP, 836 MW a UPAC e 167 MW a unidades de micro/mini produção.

⁶ 218 GWh relativos a micro/mini produção, com 1309 horas de utilização por ano, 88 GWh a UPP, com 1538 horas de utilização por ano e 946 GWh a UPAC, com 1174 horas de utilização por ano.

Os valores obtidos para o período em análise encontram-se na Tabela 17.

Tabela 17 – Previsão de evolução do autoconsumo (GWh)

Anos	Cenário Conservador			Cenário Ambição			Cenário Superior Ambição -Teste de Stress		
	Grandes Instalações (*)	Produção descentralizada	Total	Grandes Instalações (*)	Produção descentralizada	Total	Grandes Instalações (*)	Produção descentralizada	Total
2024	1 754	2 608	4 363	2 031	2 608	4 639	1 961	2 608	4 570
2025	2 485	3 281	5 766	2 791	3 281	6 073	2 192	3 011	5 203
2026	2 744	3 682	6 426	3 345	3 821	7 167	2 688	3 011	5 699
2027	3 003	3 942	6 945	3 899	4 362	8 261	3 184	3 011	6 195
2028	3 125	4 202	7 327	4 215	4 902	9 117			
2029	3 368	4 463	7 831	4 791	5 442	10 233			
2030	3 377	4 723	8 101	4 840	5 982	10 822			
2035	4 371	9 890	14 261	4 868	10 676	15 544			
2040	4 393	15 487	19 880	4 986	14 867	19 854			

(*) O autoconsumo associado às grandes instalações inclui as cogerações, data centers, projetos industriais e outros. Não há autoconsumo associado à produção de hidrogénio pois considera-se que a energia dedicada é totalmente veiculada na RNT

4.4. Hidrogénio verde

A EN-H2 enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio (H₂) no sistema energético e estabelece metas para a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, sendo que grande parte desta será efetuada com produção dedicada e outra com recurso a produção da RESP.

Este racional foi igualmente seguido na elaboração do *draft* da revisão do PNEC 2030, pelo que para efeitos do RMSA-E 2023, foram considerados os cenários de evolução da potência instalada de consumo de eletricidade nos eletrolisadores que constam da tabela seguinte, alinhados com os cenários WEM (no caso do cenário Conservador) e WAM (no cenário Ambição) do *draft* da revisão do PNEC. A potência corresponde à alimentação dos eletrolisadores responsáveis pela produção de H₂⁷.

Tabela 18 – Capacidade instalada de consumo de eletricidade nos eletrolisadores interligada com a RESP (MW)

	2025	2030	2035	2040
Cenário Ambição	147	8000	10100	15600
Cenário Conservador	0	2900	6100	9900

Relativamente à proveniência da produção renovável para abastecimento dos consumos de eletricidade dos eletrolisadores foram considerados os dados de base associados ao *draft* da revisão do PNEC 2030. A grande parte desta produção é dedicada ao consumo dos eletrolisadores. Apenas nos estádios 2030, 2035 e 2040 do cenário Ambição (alinhado com cenário WAM do *draft* da revisão do PNEC) há recurso a produção adicional com proveniência da RESP. Relativamente à produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores, dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores (como, por exemplo, no caso da eólica offshore),

⁷ Estas potências correspondem aos valores de *output* de Hidrogénio indicados no *draft* do PNEC 2030, afetados do rendimento dos eletrolisadores (para estar associado ao consumo de eletricidade nos eletrolisadores).

foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade, com reflexos ao nível das pontas da Rede Nacional de Transporte⁸.

De realçar, que caso venham a verificar-se outros consumos de eletrolisadores aos enunciados anteriormente, estes terão que ser avaliados em futuros exercícios de RMSA-E.

4.5. Grandes consumos industriais

Na tabela seguinte apresentam-se os cenários de evolução da potência instalada de consumo de eletricidade em grandes consumidores industriais com ligação à RESP, seguindo o mesmo racional do RMSA-E 2022.

Tabela 19 – Capacidade instalada de consumo de eletricidade de grandes consumidores industriais interligada com a RESP (MW)

	2025	2030*	2035	2040
Cenário Ambição	185	616	671	726
Cenário Conservador	93	303	333	363

* Para o cenário Ambição considera-se ainda uma análise de sensibilidade a um consumo correspondente a uma capacidade de 2 GW alinhado com os valores de consumos adicionais assumidos no *draft* da revisão do PNEC 2030 (totalizando 10 GW, considerando os consumos associados à produção de hidrogénio verde e outros grandes consumos industriais), assumindo os pressupostos anteriores deste cenário em termos de percentagem a abastecer diretamente pela RESP..

Para efeitos de cenarização da procura e da sua simulação foram considerados os perfis de consumo previstos para os maiores projetos, disponibilizados pelos promotores, considerando, contudo, que os mesmos seriam abastecidos 25% diretamente pela RESP (aumento de consumo), e os restantes 75% através de produção própria no cenário Conservador, enquanto no cenário Ambição considerou-se que os mesmos seriam abastecidos 35% diretamente pela RESP e os restantes 65% através de produção própria.

De realçar, que caso venham a verificar-se consumos adicionais aos enunciados anteriormente, estes terão que ser avaliados em futuros exercícios de RMSA-E.

⁸ Será realizada uma análise à evolução das pontas da Rede Nacional de Transporte (RNT) considerando que nem toda a produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores é veiculada na RNT

4.6. Cenários de procura

Tabela 20 – Cenário Central Conservador

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh ⁹	
2024	949	375	49 958	2,1%	4363	4 704	50 300	-0,4%	0
2025	1 423	428	52 037	4,2%	5766	4 741	51 011	1,4%	0
2026	1 897	718	56 515	8,6%	6426	4 799	51 401	0,8%	3 487
2027	2 371	1 017	59 998	6,2%	6945	4 851	51 896	1,0%	6 008
2028	2 846	1 330	63 560	5,9%	7327	4 903	52 358	0,9%	8 778
2029	3 320	1 654	67 300	5,9%	7831	4 960	52 881	1,0%	11 547
2030	3 794	1 988	70 667	5,0%	8101	5 001	53 251	0,7%	14 316
2035	6 614	3 585	89 214		14261	4 897	49 487		30 363
2040	9 434	7 732	111 275		19 880	5 121	49 243		47 275

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

Tabela 21 – Cenário Central Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh ¹⁰	
2024	1 186	465	50 233	2,4%	4639	4 704	50 298	-0,3%	0
2025	1 778	568	53 561	6,6%	6073	4 781	51 285	2,0%	985
2026	2 371	935	64 350	20,1%	7167	4 946	51 897	1,2%	10 231
2027	2 964	1 314	73 210	13,8%	8261	5 103	52 823	1,8%	17 229
2028	3 557	1 713	79 842	9,1%	9117	5 237	53 857	2,0%	22 105
2029	4 149	2 129	85 010	6,5%	10233	5 363	55 153	2,4%	24 987
2030	4 742	2 557	87 460	2,9%	10822	5 424	56 060	1,6%	26 002
2035	8 267	4 588	107 259		15544	5 297	51 484		45 528
2040	11 792	8 797	136 659		19 854	5 702	51 926		70 582

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

⁹ Taxa de variação homóloga

¹⁰ Taxa de variação homóloga

Tabela 22 – Cenário Superior Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	GWh
2024	1 186	465	50 872	3,1%	4639	4 770	51 003	0,4%	0
2025	1 778	568	54 301	6,7%	6073	4 857	52 100	2,2%	985
2026	2 371	935	65 162	20,0%	7167	5 028	52 792	1,3%	10 231
2027	2 964	1 314	74 127	13,8%	8261	5 196	53 832	2,0%	17 229
2028	3 557	1 713	80 866	9,1%	9117	5 340	54 984	2,1%	22 105
2029	4 149	2 129	86 145	6,5%	10233	5 476	56 400	2,6%	24 987
2030	4 742	2 557	88 708	3,0%	10822	5 548	57 431	1,8%	26 002
2035	8 267	4 588	109 111		15544	5 481	53 519		45 528
2040	11 792	8 797	139 189		19 854	5 953	54 707		70 582

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

Tabela 23 – Cenário Inferior Conservador

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	GWh
2024	949	375	49 558	1,8%	4363	4 663	49 858	-0,7%	0
2025	1 423	428	51 571	4,1%	5766	4 693	50 498	1,3%	0
2026	1 897	718	55 984	8,6%	6426	4 745	50 815	0,6%	3 487
2027	2 371	1 017	59 369	6,0%	6945	4 788	51 204	0,8%	6 008
2028	2 846	1 330	62 832	5,8%	7327	4 830	51 557	0,7%	8 778
2029	3 320	1 654	66 470	5,8%	7831	4 877	51 968	0,8%	11 547
2030	3 794	1 988	69 733	4,9%	8101	4 909	52 225	0,5%	14 316
2035	6 614	3 585	87 733		14261	4 750	47 859		30 363
2040	9 434	7 732	109 191		19 880	4 915	46 952		47 275

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

¹¹ Taxa de variação homóloga

¹² Taxa de variação homóloga

Tabela 24 – Cenário Superior Ambição – Teste de Stress

Ano	Novas Poupanças acumuladas GWh	Veículos elétricos GWh	Consumo Total no Continente GWh tvh ¹³		Autoconsumo GWh	Perdas GWh	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	GWh
2024	1 186	465	50 872	3,1%	4570	4 777	51 079	0,5%	0
2025	1 778	568	54 301	6,7%	5203	4 946	53 059	3,9%	985
2026	2 371	935	65 162	20,0%	5699	5 178	54 409	2,5%	10 231
2027	2 964	1 314	74 127	13,8%	6195	5 405	56 107	3,1%	17 229

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

A trajetória Teste de Stress (ver secção 6), em que se assume o sistema existente e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê que inicie a sua construção até final de 2023, tem por base um cenário de evolução da capacidade instalada da produção distribuída diferente do cenário Ambição da oferta e, portanto, tem implícito um cenário de autoconsumo distinto.

5. Outros pressupostos

Os cenários de preços dos combustíveis são enquadrados em função da informação relativa aos preços de importação dos combustíveis recolhidos diretamente dos operadores de mercado em Portugal para efeitos da elaboração da “Fatura Energética” e fornecimento de informação à Agência Internacional de Energia.

5.1. Preços dos combustíveis

Tabela 25 – Previsão de evolução dos preços dos principais combustíveis

	PETRÓLEO ¹⁴ USD ₂₀₂₁ /bbl	GÁS NATURAL ¹⁵ CIF RNTIAT USD ₂₀₂₁ /MBtu
2024	76	12,9
2025	80	10,8
2026	85	10,8
2027	89	10,9
2028	93	11,0
2029	98	11,1
2030	106	11,2
2035	111	10,9
2040	115	10,9

¹³ Taxa de variação homóloga

¹⁴ Com base na tendência de evolução prevista do preço no *Stated Policies Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no World Energy Outlook 2022. Preços revistos para preços de 2022 com base no índice de preços no consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE.

¹⁵ Na fronteira Portugal-Espanha para o GN e à entrada do terminal de Sines para o GNL

5.2. Preços das Licenças de CO₂

Os preços das licenças de CO₂ para o período 2024-2029 foram calculados com base nas cotações do ECX – European Climate Exchange ICE – Intercontinental Exchange EUA - European Union Allowance Emissions Futures, valores para dezembro (valores a preços correntes, disponíveis no dia 23 de maio de 2023) e apresentados na Tabela 26.

Tabela 26 – Preço das licenças de CO₂ – Cotação do ECX ICE EUA Emissions Futures

	Unid.	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Preço	€/t	89,38	93,42	97,41	101,16	104,76	108,26

No horizonte 2040 assumiu-se o valor do *Stated Policies Scenario - European Union* da Agência Internacional de Energia, publicado no *World Energy Outlook 2022*, de 98 USD₂₀₂₁/t, convertido para euros com base na cotação média euro/dólar verificada em 2021.

Todos estes valores foram revistos para preços de 2022 e, de seguida, os valores para os anos intermédios foram obtidos por interpolação linear.

Tabela 27 – Previsão de evolução do preço das licenças de CO₂

	Unid.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Preço	€ ₂₀₂₂ /t	78.8	80.3	81.5	82.5	83.2	83.8	84.1	85.8	87.4

5.3. Tributação do gás utilizado nas centrais termoelétricas

Para efeitos dos pressupostos que servem de base ao RMSA-E, tomou-se ainda em consideração a evolução das taxas de Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) aplicadas ao gás natural para produção de eletricidade indicadas na Tabela 28, determinadas de acordo com o artigo 245.º da Lei n.º 24-D/2022. De notar que, no caso do gás natural, não se aplica a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO₂, em virtude dos grandes centros eletroprodutores serem abrangidos pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE).

Tabela 28 – Taxa de ISP a aplicar ao gás natural para produção de eletricidade

	ISP OE 2023 (€/GJ)	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
≥ 2024	0,307	50%	0,15

6. Análises e Indicadores

No RMSA-E 2023 serão analisadas três trajetórias, duas das quais incluem análises de sensibilidade à procura, como descrito de seguida:

- Trajetória Conservadora - assumindo o cenário central Conservador da procura e o cenário Conservador da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; é efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário inferior Conservador;
- Trajetória Ambição - assumindo o cenário central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; são efetuadas ainda para esta trajetória as seguintes análises de sensibilidade:
 - a) à procura, em todos os horizontes, assumindo o cenário superior Ambição;
 - b) à procura Superior Ambição, em 2030, com 2GW do consumo de grandes consumidores industriais;
- Teste de Stress – assumindo o cenário superior Ambição - Teste de Stress da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de março de 2024 (de acordo com a data estabelecida no CAE), e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê que inicie a sua construção até 31 de dezembro de 2023;

A figura seguinte ilustra a relação entre a oferta e a procura para cada uma destas análises:

Figura 2 – Relação entre a oferta e a procura nas análises efetuadas

Cenários de Oferta	Cenários de Procura				
	Inferior Conservador	Central Conservador	Central Ambição	Superior Ambição	Superior Ambição Teste de Stress
Conservador	Sensibilidade	Trajetoária Conservadora (*)			
Ambição			Trajetoária Ambição	Sensibilidade (**)	
Teste de Stress					Teste de Stress

(*) Será realizada uma análise de sensibilidade à oferta de eletricidade, em 2025 e 2030, considerando uma evolução da capacidade eólica e solar mais reduzida que a evolução do cenário Conservador.

(**) Em 2030 será realizada uma análise de sensibilidade adicional à procura com 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP.

Será analisado como indicador o LOLE (*Loss of Load Expectation*), recorrendo-se ao modelo PS-MORA¹⁶. Para que seja garantida a segurança de abastecimento, considera-se que o LOLE deverá ser menor ou igual a 5 horas.

Nas simulações considera-se 10% da NTC (*Net Transfer Capacity*), que representa a capacidade comercial de troca nas interligações (10% da NTC para definição da constituição de uma *pool* de reserva no âmbito do MIBEL - Mercado Ibérico da Energia Elétrica).

¹⁶ À data da elaboração do cálculo do *Value of Lost Load* (VoLL) e do *Cost of New Entry* (CONE) o Estado Membro Português determinará um novo padrão de segurança de abastecimento de acordo com o n.º 3 do artigo 25.º do Regulamento (UE) 2019/943.

Anexo 2

Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040



RMSA-E 2023

CONTRIBUTOS REN
PARA O RELATÓRIO
DE MONITORIZAÇÃO
DA SEGURANÇA DE
ABASTECIMENTO DO
SISTEMA ELÉTRICO
NACIONAL

2024-2040

Dezembro 2023



Sumário Executivo

O presente relatório “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional no período 2024-2040” incorpora uma síntese dos pressupostos que foram indicados à REN pela Direção-Geral de Energia e Geologia, para a realização dos estudos de segurança de abastecimento ao nível da produção de eletricidade, bem como os principais resultados decorrentes das análises desenvolvidas no período temporal em apreço.

Para permitir uma melhor apreciação sobre o contexto de crescimento das FER no sistema electroprodutor Português diferente dos projetados nas Trajetórias Conservadora e Ambição, realizou-se uma análise de sensibilidade para identificar o efeito de eventuais atrasos na sua implementação.

Do lado da procura, releva-se o aumento generalizado da previsão do consumo de energia elétrica total no continente que tem, contudo, reflexo moderado no crescimento da procura a partir da RESP (consumo referido à produção líquida de eletricidade) essencialmente devido aos pressupostos de aumento do autoconsumo e da eficiência energética. Reforça-se igualmente a necessidade de avaliação do impacte adicional que terão os consumos de projetos de grande dimensão em estudo, caso ocorram, bem como a procura para alimentação de eletrolisadores para produção de hidrogénio e os autoconsumos não co-localizados, todos com forte impacte na utilização futura da Rede Nacional de Transporte e que implicarão uma avaliação da sua utilização nestas diversas dimensões.

Numa perspetiva de curto prazo, 2024 afigura-se como o ano de rutura com base na análise do teste de stress - cenário mais gravoso do lado da procura e da oferta de eletricidade caso a desclassificação da Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro (CCTO) ocorra a 29 de março de 2024, cenário com reduzida probabilidade de ocorrência. Não obstante, e mesmo no caso do prolongamento da operação da CCTO, em 2024 continua a identificar-se a necessidade de capacidade adicional para permitir cumprir os critérios de segurança de abastecimento (de realçar, em conformidade, a convocatória do 1.º leilão de banda de mFRR pela ERSE em 28 de novembro de 2023, cujos resultados ficaram muito aquém das necessidades identificadas).

Nestas condições, será necessário recorrer a apoios adicionais cuja materialização se afigura particularmente difícil no curto-prazo (banda de mFRR acrescida e disponibilidade de acordos com o sistema espanhol) para garantir a salvaguarda da segurança de abastecimento do SEN nos atuais padrões.

Para o horizonte 2030 e os horizontes de longo prazo (2035 e 2040), conclui-se igualmente que: existe a necessidade de recurso à capacidade de interligação com Espanha (NTC) para níveis muito acima dos 10% atualmente considerados e deverá haver capacidade de oferta adicional com as mesmas características e despachabilidade das CCGT existentes, para garantir a segurança de abastecimento e a autonomia nacional, quando estas centrais forem sendo progressivamente desclassificadas.

Desta forma, para as trajetórias analisadas e respetivas sensibilidades, seja no curto, médio ou longo prazo, o recurso à capacidade de interligação com Espanha (NTC) para níveis muito acima dos 10% atualmente considerados, é evidente, reforçando o papel crescente da necessidade das interligações, por um lado, mas sublinhando igualmente que, caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, equipamentos como a Central CCTO são essenciais para efeitos de segurança do abastecimento do sistema Português, mesmo após a data da sua desclassificação, prevista para final de 2029.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	4
ÍNDICE DE TABELAS	4
SIGLAS E ACRÓNIMOS	5
1. ENQUADRAMENTO	6
2. METODOLOGIAS E MODELOS	9
3. ESTUDOS REALIZADOS	13
3.1. PROCURA	14
3.1.1 PONTAS DE CONSUMO	20
3.2. OFERTA	23
3.3. PREÇOS E TRIBUTAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS E LICENÇAS DE CO ₂	28
3.4. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO	29
3.5. TRAJETÓRIAS AVALIADAS	30
4. RESUMO DOS PRINCIPAIS RESULTADOS	32
4.1. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO	33
4.2. AMBIENTE	40
4.3. COMPETITIVIDADE	42
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	45

ANEXOS

ANEXO I – PRESSUPOSTOS GERAIS DA DGEG

ANEXO II - CENÁRIOS DE PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE PARA O PERÍODO 2023-2040

ANEXO III – PREVISÃO DAS PONTAS SÍNCRONAS DO SEN PARA O PERÍODO 2024-2040

ANEXO IV – EVOLUÇÃO DA RNT E DAS INTERLIGAÇÕES

ANEXO V – PRINCIPAIS RESULTADOS (em formato apresentação sintética)

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: EIXOS CONSIDERADOS PARA CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA	14
FIGURA 2: CARATERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA DESENVOLVIDOS.....	15
FIGURA 3: EVOLUÇÃO DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA.....	19
FIGURA 4: PERFIS DE CARREGAMENTO DIÁRIO VE CONSIDERADOS.....	20
FIGURA 5: PERFIS DE CARREGAMENTOS VE NO CENÁRIO AMBIÇÃO 2030: VE 20-80 VERSUS VE 60-40.....	21
FIGURA 6: COMPARAÇÃO DO IMPACTE DO CONSUMO DE VE NO RMSA-E 2023 VERSUS RMSA-E2022	21
FIGURA 7: CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO DAS COMPONENTES ELETROLISADORES (H ₂ VERDE) E E OUTROS GRANDES CONSUMOS	22
FIGURA 8: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA OS TRÊS CENÁRIOS EM ANÁLISE.....	23
FIGURA 9: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O CENÁRIO AMBIÇÃO	24
FIGURA 10: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O CENÁRIO CONSERVADOR.....	26
FIGURA 11: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O TESTE DE STRESS	27
FIGURA 12: CARACTERIZAÇÃO RESUMIDA DAS DIFERENTES TRAJETÓRIAS AVALIADAS.....	31
FIGURA 13: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E NECESSIDADE DE RESERVA OPERACIONAL– TESTE DE STRESS.....	33
FIGURA 14: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E NECESSIDADE DE RESERVA OPERACIONAL	35
FIGURA 15: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO	36
FIGURA 16: PERSPETIVA DE EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DE PRODUÇÃO DO SEN – MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS	37
FIGURA 17: ANÁLISE DE RESERVA OPERACIONAL E NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA – SENSIBILIDADES À PROCURA DA TRAJETÓRIA AMBIÇÃO.....	38
FIGURA 18: CENÁRIO DE OFERTA DE CAPACIDADE EÓLICA, SOLAR E DA COGERAÇÃO – SENSIBILIDADE À OFERTA DA TRAJETÓRIA CONSERVADORA	39
FIGURA 19: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO – SENSIBILIDADE À TRAJETÓRIA CONSERVADORA COM OFERTA REDUZIDA	40
FIGURA 20: ESTIMATIVA DA QUOTA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL PARA 2023 NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS	40
FIGURA 21: ESTIMATIVA DA QUOTA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL PARA 2030 NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS	41
FIGURA 22: EMISSÕES DE CO ₂ DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS	41
FIGURA 23: TAXA DE UTILIZAÇÃO DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS (A GÁS).....	42
FIGURA 24: TAXA DE UTILIZAÇÃO DA NTC EM 2030	43
FIGURA 25: TAXA DE UTILIZAÇÃO DA NTC EM 2040	44

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1: CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA TAXA DE VARIAÇÃO DO PIB.....	16
TABELA 2: CAPACIDADE INSTALADA DE ELETROLISADORES INTERLIGADA COM A RESP (MW)	17
TABELA 3: CAPACIDADE INSTALADA DE OUTROS GRANDES CONSUMIDORES INTERLIGADA COM A RESP (MW).....	18
TABELA 4: PREVISÃO DE EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO GÁS NATURAL	28
TABELA 5: PREVISÃO DE EVOLUÇÃO DO PREÇO DAS LICENÇAS DE CO ₂	28
TABELA 6: TAXA DE ISP A APLICAR AO GÁS NATURAL PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE	28
TABELA 7: PREVISÃO DOS VALORES MÍNIMOS INDICATIVOS DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO ..	29
TABELA 8: MEDIDAS MITIGADORAS DO LADO DA OFERTA E DA PROCURA A APLICAR	34

SIGLAS E ACRÓNIMOS

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
AT	Alta Tensão
BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i>
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CCGT	Grupo de Ciclo Combinado a Gás
CE	Comissão Europeia
CO ₂	Dióxido de Carbono
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
ELPRE	Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos Edifícios
EM	Estado-Membro
EN-H ₂	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fontes de Energia Renovável
GN	Gás Natural
H ₂	Hidrogénio
ICP	Índice de Cobertura Probabilístico da Ponta
ISP	Imposto sobre Produtos Petrolíferos
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i>
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
MIBEL	Mercado Ibérico de Energia Elétrica
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i>
ORT	Operador da Rede de Transporte
PHEV	<i>Plug-in Electric Vehicle</i>
PIB	Produto Interno Bruto
PNEC	Plano Nacional integrado Energia e Clima
PRE	Produção em Regime Especial
PV	Solar fotovoltaica
RCM	Resolução de Conselho de Ministros
REN	Redes Energéticas Nacionais, S.A.
REORT	Rede Europeia de Operadores das Redes de Transporte
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público de Eletricidade
RMSA-E	Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento da Eletricidade
RNC	Roteiro para a Neutralidade Carbónica
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEN	Sistema Elétrico Nacional
UE	União Europeia
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede
UPP	Unidades de Pequena Produção
VE	Veículos elétricos



1

ENQUADRAMENTO

REN 

A garantia de um nível adequado de segurança do abastecimento é uma preocupação transversal a toda legislação de política energética europeia, facto que se encontra bem patente em diversas Diretivas e Regulamentos, como a Diretiva (UE) 2019/944, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e o Regulamento (UE) 2019/943, relativo ao mercado interno de eletricidade, ambos de 5 de junho.

O Regulamento (UE) 2019/943 introduz a avaliação de adequação de recursos de médio e longo prazo a nível Europeu, que será realizada pela Rede Europeia de Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade (REORT). Esta avaliação tem por objetivo identificar os problemas de adequação de recursos e as necessidades de adotar mecanismos de capacidade através de uma metodologia transparente, objetiva e verificável, a designada metodologia ERAA - *European Resource Adequacy Assessment*. Prevê-se que a metodologia ERAA esteja integralmente implementada no final de 2024, decorrendo até lá um processo de implementação gradual e de avaliação de impacte dos diferentes elementos metodológicos, de forma a garantir a sua validação. A partir de 2024, a REORT efetuará estudos europeus anuais, para um horizonte temporal de 10 anos. Atualmente, e com a experiência da entrega de três edições do ERAA (2021, 2022 e 2023), a REORT apela à revisão e realinhamento do quadro regulatório e do propósito do ERAA. Especificamente, a REORT procura esclarecimentos sobre o que constitui uma "base objetiva" para identificar as preocupações sobre a avaliação da adequação de recursos Europeus. Nesta fase, está a ser desenvolvido pela REORT um "*external advocacy paper*" para ser apresentado à Comissão Europeia (CE), à *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER) e aos Estados Membros de forma a iniciar a revisão e realinhamento do ERAA.

Com a aplicação do Regulamento relativo ao mercado interno de eletricidade e a introdução da avaliação de adequação de recursos de médio e longo prazo a nível Europeu, a adequação de recursos nacional deverá passar a basear-se na metodologia de avaliação europeia. No entanto, os estudos nacionais podem servir de complemento à análise europeia. Assim, cada Estado Membro estabelece o seu próprio e desejado nível de segurança de abastecimento, devendo para o efeito fixar o *Reliability Standard* (RS - Norma de fiabilidade), baseado na metodologia ERAA e expresso pelo indicador LOLE - *Loss Of Load Expectation*.

O Decreto-Lei (DL) n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio estabelecer as novas regras de organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, sobre o mercado interno de eletricidade, e a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, sobre energias renováveis. O DL 15/2022 concentra num único diploma o DL n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e o DL n.º 172/2006, de 23 de agosto.

De acordo com a legislação em vigor, compete à REN fornecer todos os elementos que a DGEG considerar necessários à preparação do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento da Eletricidade (RMSA-E)¹. O relatório é remetido pela DGEG ao membro do Governo responsável pela área da energia e à ERSE, sendo o mesmo publicado no sítio na Internet da DGEG. Nos anos pares, a DGEG remete o RMSA-E à Comissão Europeia também.

¹ De acordo com o DL 15/2022, a monitorização da segurança de abastecimento é objeto do RMSA-E, a elaborar pela DGEG em cada ano par. Em cada ano ímpar, a DGEG elabora um relatório de monitorização simplificado, indicando também as medidas adotadas e a adotar, visando reforçar a segurança do abastecimento.

Assim sendo, enquanto contributo para o RMSA, este documento preparado pela REN dá cumprimento, entre outros, ao estipulado no artigo 247.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 e encontra-se estruturado da seguinte forma:

- **Enquadramento**
- **Metodologias e Modelos**
- **Estudos Realizados**
 - Previsão da procura e pontas de consumo
 - Caracterização da oferta
 - Preços dos combustíveis e licenças de CO₂ e tributação do gás natural utilizado nas centrais termoelétricas
 - Evolução da capacidade comercial de interligação
 - Caracterização das trajetórias avaliadas
- **Principais Resultados**
 - Segurança de abastecimento
 - Ambiente
 - Competitividade
- **Considerações finais**

As análises desenvolvidas pela REN têm por base a evolução do Sistema Elétrico Nacional (SEN), os cenários de previsão de evolução do consumo de eletricidade e os restantes elementos prospetivos no período 2024 a 2040, compilados no documento com os Pressupostos Gerais, incluídos no Anexo I, conforme definido pela DGEG.

Por fim, refere-se que neste estudo não foram considerados dados sobre alterações climáticas, tendo o mesmo como referência, para a generalidade dos pressupostos, o *draft* da revisão do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030)².

² Para efeitos da elaboração do presente RMSA-E, foi tido em conta o *draft* da revisão do PNEC 2030, submetido à Comissão Europeia a 30 de junho de 2023.



2

METODOLOGIAS E MODELOS

REN 

A segurança de abastecimento ao nível da produção de eletricidade está associada ao desempenho do sistema eletroprodutor em duas vertentes:

- **Adequacy** (avaliação estática da suficiência da capacidade instalada para cobrir a procura horária de eletricidade);
- **Security** (análise operacional com a avaliação da capacidade de resposta do sistema para responder a perturbações do equilíbrio oferta-procura).

Em sistemas maioritariamente compostos por produção térmica e hidroelétrica, em que as principais variáveis de incerteza na operação dos sistemas são a procura e as falhas fortuitas de grupos geradores, a componente de *Adequacy* assume maior relevância na análise das condições de segurança de abastecimento a médio e longo prazo, estando a componente de *Security* associada a problemas de curto-prazo relacionados com a mobilização oportuna dos meios de produção.

A evolução dos sistemas elétricos europeus, caracterizada pela integração crescente de capacidade de produção não despachável (associada principalmente ao aproveitamento de FER – Fontes de Energia Renovável) e pelo reforço da capacidade de interligação entre os países, veio adicionar outras variáveis de incerteza ao lado da oferta.

Neste contexto, a componente *Security* ganhou relevância na avaliação das condições de segurança de abastecimento a médio e longo prazo, dado que passou a ser essencial identificar não apenas a futura capacidade de produção face à procura esperada, mas também as necessidades de reserva operacional, de modo a que as potenciais perturbações no equilíbrio oferta-procura sejam acomodadas com segurança pelo sistema eletroprodutor.

Realça-se ainda que os objetivos definidos no âmbito das políticas energéticas de Portugal e Espanha no horizonte deste exercício configuram um crescimento significativo de FER e, por isso, das variáveis de incerteza no caso dos sistemas elétricos Ibéricos, o que reforça a relevância da avaliação de adequação na componente *Security*.

Assim sendo, no presente exercício, a avaliação das condições de segurança de abastecimento no período 2024-2040 é efetuada através de indicadores probabilísticos resultantes da simulação das configurações do sistema eletroprodutor, que permitem traduzir o seu desempenho nas duas vertentes, *Adequacy* e *Security*.

As necessidades de reserva operacional são avaliadas pelos desvios no equilíbrio oferta-procura que ocorrem entre todos os períodos de tempo elementares, sendo de seguida comparadas com os meios existentes capazes de fornecer esse serviço. A reserva operacional é constituída pelas reservas de restabelecimento de frequência (*Frequency Restoration Reserve - FRR*), com ativação manual ou automática, e pelas reservas de reposição (*Restoration Reserve - RR*). Este exercício apenas considera as perturbações em regime estacionário, não contemplando a análise dinâmica do sistema (em regime transitório).

De forma a aferir globalmente os níveis de segurança de abastecimento do sistema eletroprodutor nacional no horizonte de estudo, utiliza-se o indicador LOLE, calculado pelo modelo PS-MORA (modelo descrito em baixo), e que incorpora a expectativa de perda de carga associada à componente de *Adequacy* (ou seja, o LOLE estático) e a expectativa de perda de carga por insuficiência de reserva operacional – componente de *Security*, sendo que, de acordo com o padrão

estabelecido em Portugal, este indicador deve ser igual ou inferior a 5 horas/ano, assumindo um contributo de 10% da NTC.

A utilização do modelo PS-MORA na determinação do indicador LOLE, dadas as suas características e potencialidades, permite introduzir um maior detalhe nos estudos de avaliação da segurança de abastecimento do SEN, nomeadamente no que respeita à disponibilidade da componente hidroelétrica para dar resposta a variações não previstas na oferta e na procura no curto-prazo, pois considera possíveis restrições de energia (associadas à quantidade de água existente nas albufeiras) e a incorporação da contribuição da bombagem, quando exequível. Por outro lado, realça-se que a simulação no modelo é feita em ambiente MIBEL, considerando o sistema português (mais detalhado) e o sistema espanhol.

No desenvolvimento destes estudos, são utilizados dois modelos de simulação: um modelo de Mercado (VALORAGUA) e um modelo probabilístico de análise de segurança de abastecimento (PS-MORA), a saber:

- **VALORAGUA** - Modelo de otimização da gestão de sistemas produtores mistos considerando as componentes térmica, hídrica e outras tecnologias de produção renovável, permitindo simular sistemas interligados. A representação pormenorizada da componente hidroelétrica, incluindo as respetivas ligações hidráulicas (cascatas), é uma das características com particular relevância para os sistemas ibéricos, em que a componente hídrica tem uma quota significativa e apresenta uma grande variabilidade, quer ao longo do ano, quer interanual. Tem por objetivo determinar a função valor da água em cada aproveitamento hidroelétrico, a gestão ótima deste recurso nas albufeiras e a minimização dos encargos variáveis de exploração do sistema, servindo posteriormente estes resultados como inputs ao modelo de avaliação da adequação do SEN (PS-MORA);
- **PS-MORA** – Desenvolvido a partir do modelo RESERVAS³, é um modelo de simulação probabilística de sistemas produtores mistos interligados, baseado na análise sequencial e cronológica de Monte Carlo e que permite quantificar a adequação a médio e longo prazo de opções de expansão de sistemas eletroprodutores interligados, em ambiente de mercado. Proporciona o cálculo de indicadores de segurança de abastecimento que incorporam quer a avaliação estática, quer a avaliação da reserva operacional (suficiência de reserva a subir e a descer) num contexto de avaliação multiárea, em que os sistemas elétricos podem ser representados com a modelização da rede interna e respetivas interligações. Como principal evolução do PS-MORA, realça-se a modelização detalhada da componente hídrica, que considera quer a capacidade, quer a energia (a disponibilidade do recurso), bem como incorpora a contribuição da bombagem e a modelização da procura dos veículos elétricos na avaliação de adequação de sistemas elétricos. As reservas de restabelecimento da frequência e as reservas de reposição mobilizáveis e a definição de ordens de mérito das centrais elétricas (térmicas e hídricas) apresentam resolução semanal.

De realçar que, nas simulações com o modelo PS-MORA para quantificar os indicadores de segurança de abastecimento, considera-se a contribuição de uma capacidade de interligação entre Portugal e

³ O RESERVAS era um modelo de simulação probabilística de sistemas produtores mistos em nó isolado, tendo deixado de ser utilizado quando foi substituído pelo modelo PS-MORA.

Espanha correspondente a 10% da *Net Transfer Capacity* (NTC) apresentada no capítulo 3.4 (Tabela 7), tendo por base a metodologia e os padrões de segurança de abastecimento em vigor.

Os estudos de mercado realizados com o VALORAGUA fornecem os resultados expectáveis do funcionamento do SEN interligado (considerando os valores de NTC apresentadas na Tabela 7, conforme referido anteriormente), nomeadamente os apresentados no presente documento para a vertente ambiental e de competitividade.



3

ESTUDOS
REALIZADOS

REN 

3.1. PROCURA

O exercício de previsão da procura de médio e longo prazo acarreta naturalmente incerteza, impondo a construção de cenários, suficientemente contrastantes e alternativos, que acomodem distintas abordagens ao desenvolvimento dos vetores económicos, sociais, tecnológicos, ambientais e políticos, que impactam direta e indiretamente na sua evolução, muitas vezes com sinais contraditórios, nomeadamente:

- Evolução macroeconómica;
- Eficiência energética;
- Mobilidade elétrica;
- Autoconsumo e produção descentralizada;
- Produção de hidrogénio;
- Outros grandes consumos.

Assim, neste capítulo, introduzem-se os principais pressupostos que serviram de base à previsão da procura de eletricidade para Portugal Continental, no período 2023-2040, traduzida em termos de consumo referido à produção líquida (abastecido pelas redes públicas) para os diferentes cenários considerados neste exercício de monitorização da segurança de abastecimento do SEN.

A construção dos diferentes cenários suportou-se em dois eixos fundamentais, conforme ilustrado na Figura 1, “Velocidade da Descarbonização” e “Crescimento Económico”, procurando enquadrar a incerteza e respetivos vetores de mudança relativos às perspetivas de evolução da procura no período em análise. Os Anexos II - *Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade para o período 2023-2040* e III - *Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN para o período 2024-2040*, detalham o processo de construção destes cenários e do cálculo da previsão das pontas de consumo.

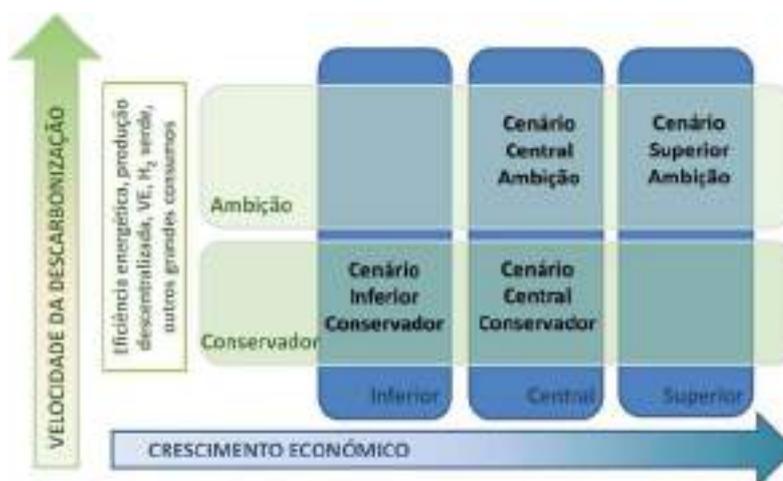


FIGURA 1: EIXOS CONSIDERADOS PARA CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA

Desta forma, a construção dos cenários apresentados na Figura 1 considera diferentes perspetivas de evolução dos principais vetores de mudança, nomeadamente no que respeita ao contexto macroeconómico, à eficiência energética, à penetração de veículos elétricos (VE), aos níveis de

produção distribuída (autoconsumo) considerados, assim como às capacidades instaladas de eletrolisadores para produção de hidrogénio (H₂) verde e de outros grandes consumos. Na Figura 2, descrevem-se as cenarizações consideradas dos diferentes vetores de mudança.

Em termos gerais, o eixo “Crescimento Económico” pressupõe um menor ou maior desenvolvimento económico tendo por base diferentes níveis de integração da política energética europeia, alicerçados em diferentes mecanismos de incentivos financeiros. O eixo “Velocidade da Descarbonização” tem por base uma menor ou maior preocupação ambiental, promovendo a integração de diferentes volumes de energias renováveis, assim como surgimento de novos consumos originados pelos efeitos da transição energética (e.g. H₂ verde) e, conseqüentemente, de distintos níveis de descarbonização da sociedade.

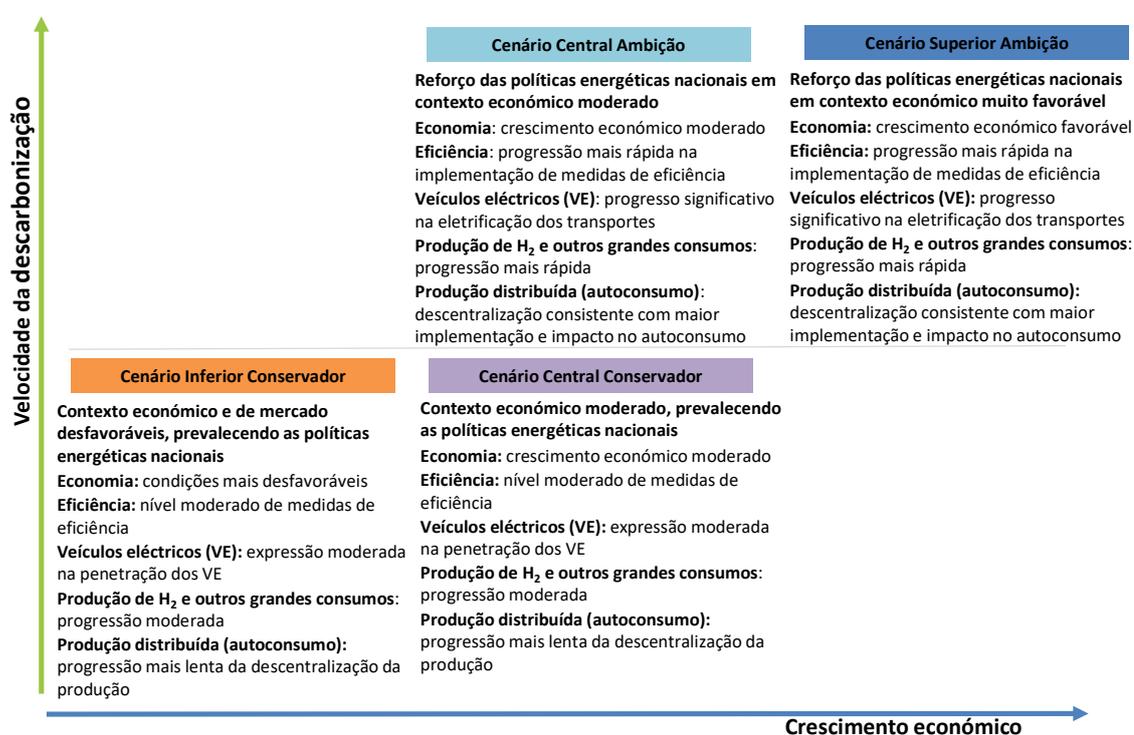


FIGURA 2: CARATERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA DESENVOLVIDOS

Cenários de evolução macroeconómicos

Relativamente à evolução macroeconómica, impactante na previsão da evolução dos consumos, no período em estudo foram considerados os 3 cenários distintos: **Cenário Superior**, perspetivando condições mais favoráveis de crescimento económico; **Cenário Central**, caracterizado por condições moderadas de crescimento económico; **Cenário Inferior**, com condições menos favoráveis de crescimento económico.

A Tabela 1 sumariza as taxas de variação do Produto Interno Bruto (PIB) consideradas para cada cenário de evolução macroenómica.

Cenário	2023	2024	2025	2026	2027-2040
Cenário Superior	2,7%	2,4%	2,3%	1,9%	1,8%
Cenário Central	1,8%	1,8%	2,0%	1,7%	1,5%
Cenário Inferior	1,0%	1,5%	1,8%	1,5%	1,2%

TABELA 1: CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA TAXA DE VARIAÇÃO DO PIB

Eficiência Energética

No que respeita à eficiência energética, foram estudados os impactos sobre o consumo final de eletricidade da implementação das medidas de eficiência energética inscritas no Anexo I – *Pressupostos Gerais da DGEG* no período em análise. Relativamente às poupanças nos edifícios, o cenário Ambição está alinhado com os objetivos inscritos na Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos Edifícios (ELPRE 2050), sendo que o cenário Conservador considera apenas 80% da execução dessas metas. Durante o período 2023-2030, são esperadas poupanças de eletricidade nos edifícios de 3 606 GWh e de 2 885 GWh, nos cenários Ambição e Conservador, respetivamente. No que diz respeito às poupanças de eletricidade nos restantes setores, no período 2023-2030, tem-se em conta a meta de poupanças a atingir no âmbito do artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética (Diretiva 2012/27/UE, alterada pela Diretiva UE 2018/2002, de 11 de dezembro). Para o período 2031-2040, na inexistência de referencial a aplicar, estimam-se poupanças com base numa redução anual de 0,25%/ano sobre a média de consumo entre 2019 e 2021. Para o período 2023-2030, são esperadas poupanças de eletricidade (exceto edifícios) de 1 136 GWh e de 909 GWh, nos cenários Ambição e Conservador, respetivamente.

Mobilidade elétrica

No que diz respeito à mobilidade elétrica, foram avaliadas várias estimativas, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV) e *Battery Electric Vehicle* (BEV), de veículos ligeiros de mercadorias com tecnologia BEV, de veículos pesados de passageiros e de mercadorias com tecnologia BEV, bem como de navios fluviais de passageiros elétricos. As projeções consideradas tiveram por base a evolução prevista da penetração deste tipo de veículos no médio e longo prazo constantes do *draft* de revisão do PNEC 2030. No Anexo I - *Pressupostos Gerais da DGEG*, são detalhados os pressupostos relativos à evolução do stock de veículos elétricos, bem como o número médio de quilómetros percorridos por segmento (ligeiros de passageiros e mercadorias e pesados de passageiros), a energia média consumida, etc.

Autoconsumo

Relativamente ao autoconsumo, as previsões relativas às grandes instalações partem do valor estimado para 2022 e são determinadas com base na evolução prevista da capacidade instalada para os três cenários de oferta. Para o autoconsumo de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), o procedimento é semelhante, tendo como referencial a evolução prevista da potência de ligação da produção distribuída para os três cenários de oferta.

Sobre estas unidades, é importante enfatizar que, embora o artigo 83.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, disponha que se encontram abrangidas pelo conceito de proximidade as UPAC e

as Instalações elétricas de Utilização (IU) quando operem através da RESP em determinadas condições⁴, neste exercício de previsão não se considerou a possibilidade dessa energia de autoconsumo circular na RESP, por falta de informação adicional que permita a sua quantificação. Uma vez colmatada esta lacuna, essa possibilidade será tida em consideração em próximos exercícios de previsão da procura.

Finalmente, é também considerado o autoconsumo referente às capacidades instaladas de produção própria dos vetores produção para outros grandes consumos. Prevê-se que o total de autoconsumo evolua de cerca de 2,4 TWh em 2022 para cerca de 10,8 TWh e 8,1 TWh em 2030 no cenário Ambição e cenário Conservador, respetivamente. Para 2040, prevê-se um montante de autoconsumo de cerca de 19,9 TWh em ambos os cenários, o que representa um crescimento de cerca de 733% face a 2022.

Produção de hidrogénio por eletrólise e outros grandes consumos

Relativamente à vertente energética do hidrogénio, o *draft* da revisão do PNEC 2030 estabelece metas para a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, ultrapassando a expectativa definida na Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto de 2020, e atualmente em revisão.

A maior parte desta produção será efetuada com recurso a produção de eletricidade dedicada (eólica e solar) que irá circular na Rede Nacional de Transporte (RNT), mas que não será considerada autoconsumo pelo facto dos locais de consumo não se situarem fisicamente na proximidade dos locais de produção, nas condições a que se refere o artigo 83.º do Decreto-Lei n.º 15/2022. Adicionalmente, considera-se, ainda, que uma pequena parte da eletricidade necessária para abastecer os eletrolisadores será proveniente de produção não dedicada e estará interligada com a RESP. Para efeitos do RMSA-E 2023, foram considerados os cenários de evolução da potência instalada de eletrolisadores que constam da Tabela 2.

Cenário	2025	2030	2035	2040
Cenário Ambição	147	8 000	10 100	15 600
Cenário Conservador	0	2 900	6 100	9 900

TABELA 2: CAPACIDADE INSTALADA⁵ DE ELETROLISADORES INTERLIGADA COM A RESP (MW)

Para efeitos de cenarização da procura e posterior utilização durante estudos/simulação, foram considerados os perfis de operação previstos pelos maiores projetos de eletrolisadores disponibilizados pelos promotores, considerando que, em ambos os cenários, o abastecimento de eletricidade será efetuado pela RESP, sendo que, no cenário Ambição, será totalmente proveniente

⁴ O n.º 2 do artigo 83.º do Decreto Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, dispõe que se encontram igualmente abrangidas pelo conceito de proximidade as UPAC e a(s) Instalações elétricas de Utilização (IU) quando operem através da RESP em determinadas condições: no caso de UPAC ligadas às redes de distribuição de energia elétrica em BT, a IU e a UPAC não distem entre si mais de 2 km de distância geográfica ou, em alternativa, estejam ligadas ao mesmo posto de transformação; ou estejam ligadas na mesma subestação, no caso de UPAC ligadas à RND e à RNT, desde que não seja ultrapassada a distância geográfica entre as UPAC e as IU de 4 km no caso de ligação em MT, de 10 km nas ligações em AT e de 20 km nas ligações em MAT.

⁵ Estas potências correspondem aos valores de output de hidrogénio indicados no *draft* da revisão do PNEC 2030, afetados do rendimento dos eletrolisadores (para estar associado ao consumo de eletricidade nos eletrolisadores).

de produção dedicada e no cenário Conservador haverá uma pequena parte oriunda de produção não dedicada.

Relativamente aos outros grandes consumos, assumiu-se que, no cenário Conservador, os mesmos seriam abastecidos 25% diretamente pela RESP e os restantes 75% através de produção própria autoconsumo; enquanto que, no cenário Ambição, considerou-se que os mesmos seriam abastecidos 35% diretamente pela RESP e os restantes 65% através de produção própria autoconsumo. A Tabela 3 apresenta a respetiva evolução da capacidade instalada para o horizonte em estudo.

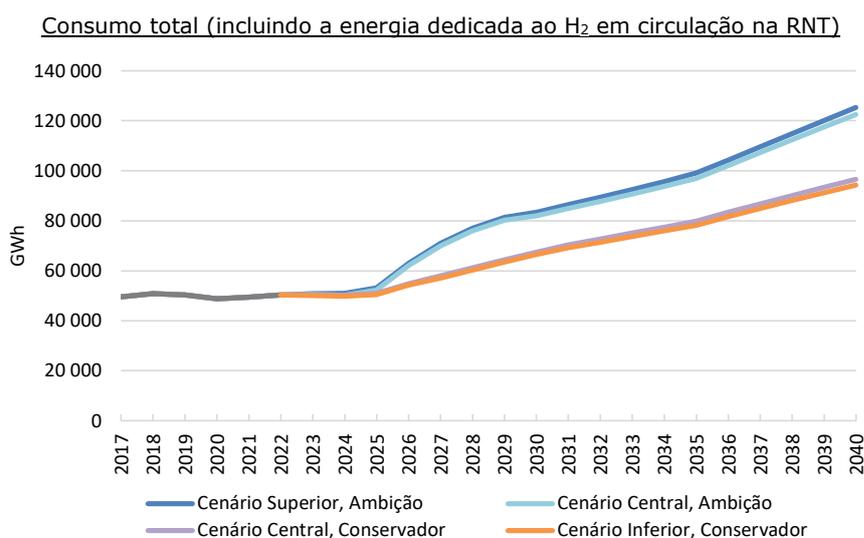
Cenário	2025	2030	2035	2040
Cenário Ambição	185	616	671	726
Cenário Conservador	93	303	333	363

TABELA 3: CAPACIDADE INSTALADA DE OUTROS GRANDES CONSUMIDORES INTERLIGADA COM A RESP (MW)

Consumo referido à produção líquida

Em 2022, e com a retoma gradual da atividade económica, foi possível evidenciar alguma recuperação nos consumos de eletricidade, sendo que o consumo referido à produção líquida cresceu 1,8% em termos homólogos (+2,4% corrigido do efeito de temperatura e do efeito de calendário).

Na Figura 3, quantificam-se as perspetivas da evolução do consumo referido à produção líquida de energia elétrica no período 2023-2040 para os diferentes cenários. No primeiro gráfico, é apresentado o consumo referido à produção líquida com a inclusão da energia dedicada à produção de H₂, no segundo é excluída a energia dedicada à produção de H₂ e no terceiro é ilustrada apenas a evolução da energia dedicada à produção de H₂.



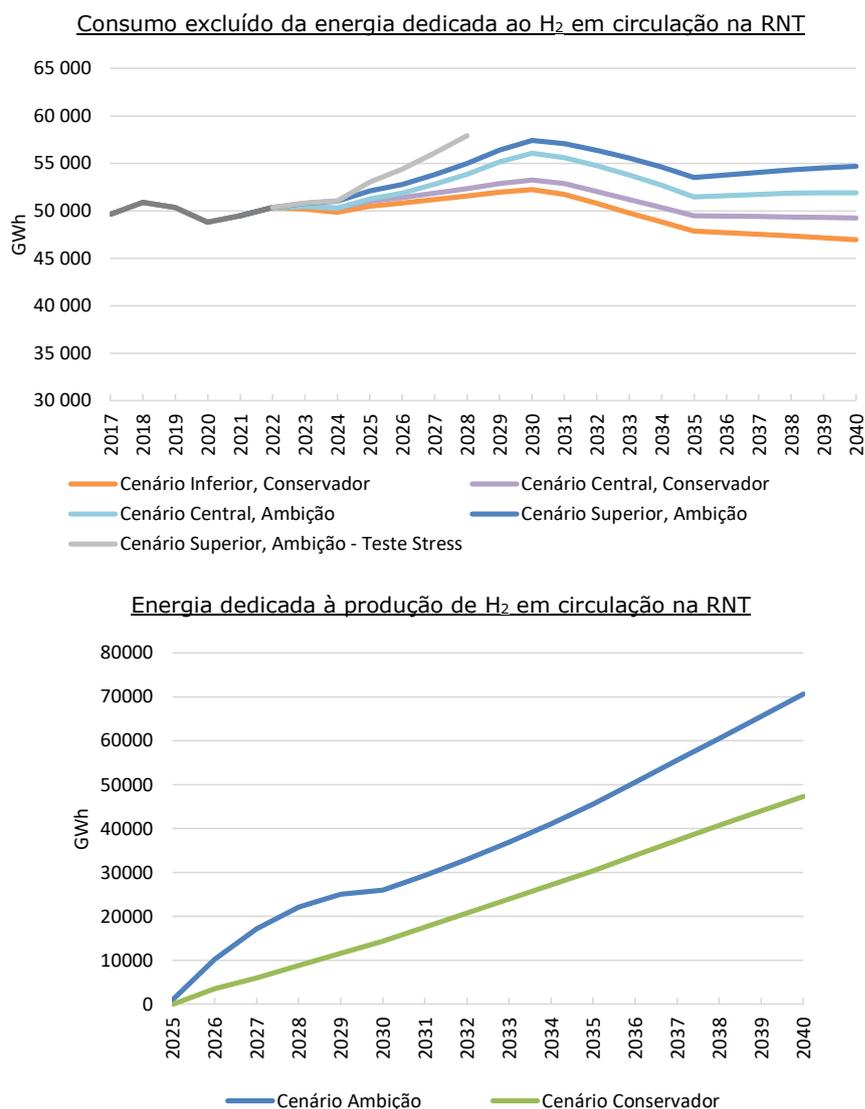


FIGURA 3: EVOLUÇÃO DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA

A análise do gráfico com o consumo total referido à produção líquida permite concluir que os níveis de consumo previstos a partir de 2025 apresentam uma ordem de grandeza que representa uma disrupção face aos valores históricos, situação que se deve ao elevado consumo previsto dos eletrolisadores para produção de H₂ e que já reflete as orientações assumidas no *draft* da revisão do PNEC 2030.

O consumo referido à produção líquida excluído da energia dedicada à produção de H₂ (2º gráfico) representa o consumo que serviu de base aos estudos de simulação do sistema eletroprodutor no âmbito do RMSA-E 2023. Conforme ilustrado, prevê-se que o consumo de energia elétrica referido à produção líquida, em 2030, seja de cerca de 53 TWh no cenário central Conservador (taxa de crescimento médio anual no período de -0,1%) e de cerca de 56 TWh no cenário central Ambição (taxa de crescimento médio anual no período de +0,2%), prevendo-se que, em 2040, possam ser alcançados valores de consumo de cerca de 49 TWh e de cerca de 52 TWh, nos cenários central Conservador e central Ambição, respetivamente. A partir de 2030, os cenários apresentam uma tendência de decréscimo que se fica a dever, essencialmente, à evolução mais relevante do autoconsumo por via do aumento da produção distribuída.

Sublinha-se que, atendendo ao esforço de investimento na rede, em medidas preventivas de incidentes nas linhas e a projetos específicos nesta área, considerou-se que o fator de perdas global das redes, no futuro, tende a reduzir-se evoluindo entre cerca de 9,4% - valor estimado para 2023 - e 9% até 2030, mantendo-se constante até 2040.

3.1.1 PONTAS DE CONSUMO

Complementarmente à previsão da evolução dos consumos anuais de eletricidade para a qual as componentes atrás referidas têm o impacto apresentado, torna-se essencial, em estudo de monitorização da segurança de abastecimento, acompanhar a evolução das pontas do SEN. Variáveis de consumo, como o consumo de eletricidade para carregamento de VEs, o consumo de eletrolisadores para produção de H₂ verde, assim como o consumo imposto por outros grandes consumos, pela incerteza que acarretam, obrigam a um acompanhamento atento e atualizado em cada exercício RMSA-E.

Conjugadas com os pressupostos base da modelização do VEs, como o número total de veículos, distância média de viagem, distribuição de partidas e chegadas, tipologia de carregamento (lento rápido e ultra-rápido) e respetivas potências de carregamento (entre 3.6kW e 350kW), a capacidade de armazenamento das baterias (nos ligeiros BEV entre 45 e 50 kWh, nos ligeiros PHEV de 12 kWh e nos pesados de passageiros e de mercadorias entre 165 e 230 kWh), as estratégias de carregamento implicam diferentes impactos ao nível da ponta do SEN, por representarem diferentes perfis diários de carregamento. A Figura 4 ilustra os perfis de carregamento diário das duas estratégias de carregamento consideradas: *Direct Recharging*, onde o carregamento é efetuado sempre que necessário; e *Valley Recharging*, onde os períodos de vazio são privilegiados para efetuar o carregamento do VE.

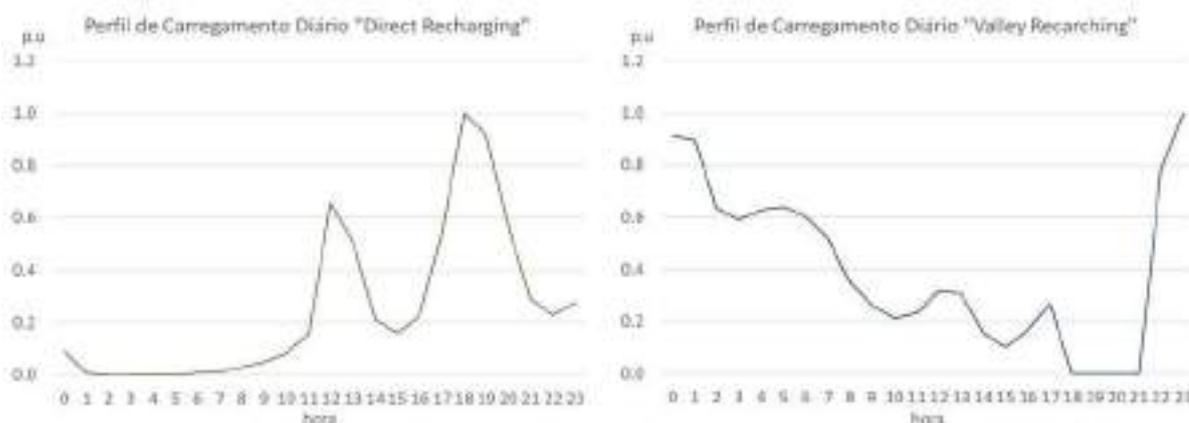


FIGURA 4: PERFIS DE CARREGAMENTO DIÁRIO VE CONSIDERADOS

Para a caracterização da ponta de consumo, as estratégias de carregamento foram combinadas de forma a representar duas hipóteses distintas de comportamento do parque:

- *VE 20-80*: em que 20% dos veículos ligeiros de passageiros adotam uma estratégia de *Direct Recharging* e 80% de *Valley Recharging*. Os restantes segmentos adotam uma estratégia de carregamento idêntica;

- *VE 60-40*: em que 60% dos veículos ligeiros de passageiros adotam uma estratégia de *Direct Recharging* e de 40% *Valley Recharging*. Os restantes segmentos mantêm a estratégia de carregamento 20% de *Direct Recharging* e 80% *Valley Recharging*.

A Figura 5 apresenta o perfil de carregamento diário, para o cenário Ambição 2030, considerando as estratégias de carregamento compostas *VE 20-80* e *VE 60-40*. Considerando a estratégia *VE 20-80*, prevê-se um incremento nas tradicionais horas de ponta do SEN de cerca de 460 MW, sendo que esse incremento será de cerca de 940 MW caso a estratégia de carregamento considerada seja a *VE 60-40*.

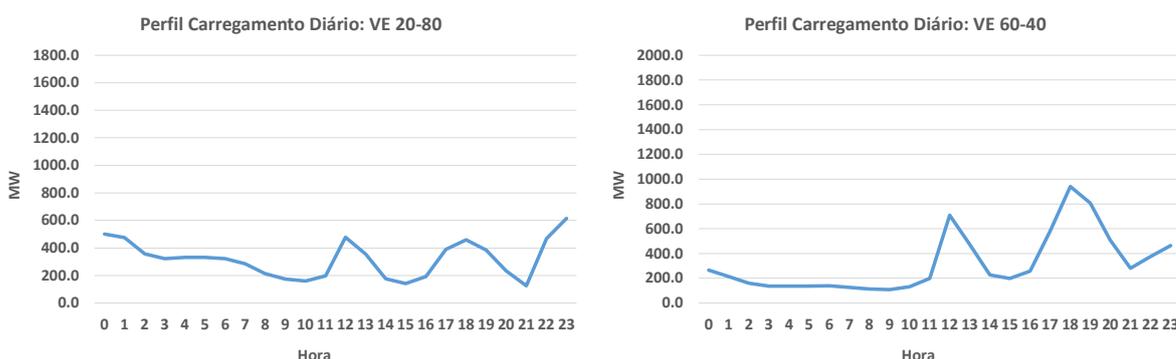


FIGURA 5: PERFIS DE CARREGAMENTOS VE NO CENÁRIO AMBIÇÃO 2030: VE 20-80 VERSUS VE 60-40

Dada a incerteza associada ao potencial impacte para o SEN decorrente da evolução dos VE e das respetivas estratégias de carregamento, este fenómeno carece de um acompanhamento contínuo em cada exercício RMSA, procurando-se assim atualizar os pressupostos dos estudos com as tendências de evolução que vão sendo verificadas relativamente aos diversos vetores impactantes. A Figura 6 ilustra o efeito de atualização de pressupostos com base na previsão de consumo dos VEs, tendo em conta a tendência de evolução mais recente à data de cada exercício RMSA-E, i.e., a comparação entre o RMSA-E 2023 e o RMSA-E 2022. Pela análise do consumo dos VE no cenário Ambição, constata-se que, em 2030, o consumo no RMSA-E 2023 reduz-se em cerca de 43%, refletindo-se igualmente na redução das pontas de consumo (para a estratégia *VE 20-80*, a redução é de cerca de 340 MW).

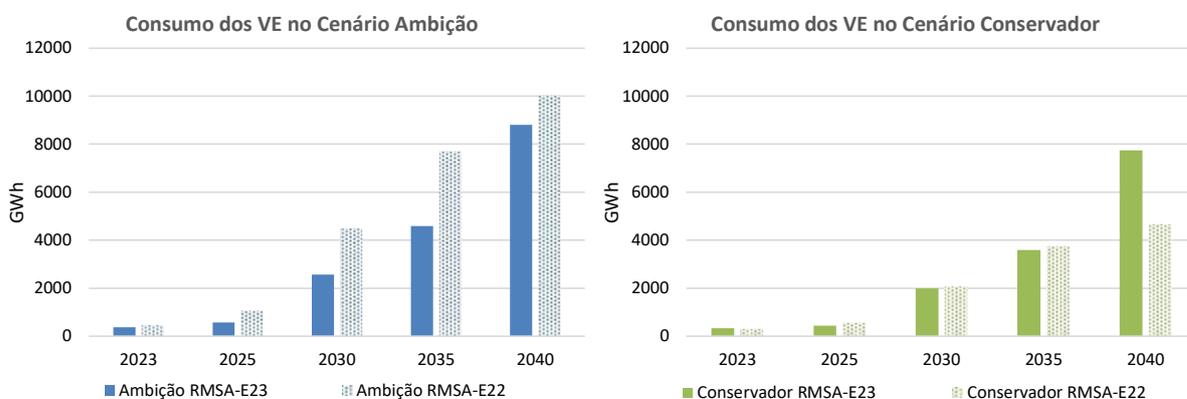


FIGURA 6: COMPARAÇÃO DO IMPACTE DO CONSUMO DE VE NO RMSA-E 2023 VERSUS RMSA-E2022

Como referido anteriormente, também os perfis considerados de consumo elétrico para produção de H₂ verde e os perfis de consumo dos outros grandes consumos têm impacto sobre a ponta de consumo do SEN, tendo sido usados os perfis disponibilizados pelos promotores dos maiores projetos que se prevê que venham a ser ligados à RESP no curto-prazo.

Especificamente para o horizonte 2030, prevê-se que os consumos afetos aos outros grandes consumos acresçam “nas tradicionais horas de ponta do SEN” cerca de 60 MW e 175 MW nos casos dos cenários Conservador e Ambição, respetivamente. No que refere à produção de eletricidade para o abastecimento do consumo de eletricidade dos eletrolisadores e de acordo com a informação disponibilizada pela DGEG, apenas no cenário Ambição e nos anos 2030, 2035 e 2040 se considera alimentação a partir da RESP. Desta forma, a projeção da evolução desta vertente aponta, em 2030, para uma ponta de consumos relativa aos eletrolisadores de 445 MW, e nos outros dois horizontes de 25 MW e 0 MW, respetivamente.

Para o cenário Ambição, considera-se ainda uma análise de sensibilidade a um consumo correspondente a uma capacidade de 2 GW alinhado com os valores de consumos adicionais assumidos no *draft* da revisão do PNEC 2030 (totalizando 10 GW, considerando os consumos associados à produção de hidrogénio verde e outros grandes consumos industriais), assumindo os pressupostos anteriores deste cenário em termos de percentagem a abastecer diretamente pela RESP. Esta sensibilidade eleva o consumo na hora de ponta para cerca de 565 MW.

Como referido para o caso dos VEs, a incerteza envolvida nos processos de transição energética e nos projetos que daí resultarão, como são exemplo as capacidades instaladas de eletrolisadores e outros grandes consumos, obrigam a um acompanhamento constante e continuado das tendências e dos projetos em curso e em estudo. Na Figura 7, ilustra-se o consumo referente a eletrolisadores e outros grandes consumos, evidenciando-se as diferenças registadas relativamente ao RMSA-E 2022 no que diz respeito à procura de eletricidade para produção de H₂ verde.

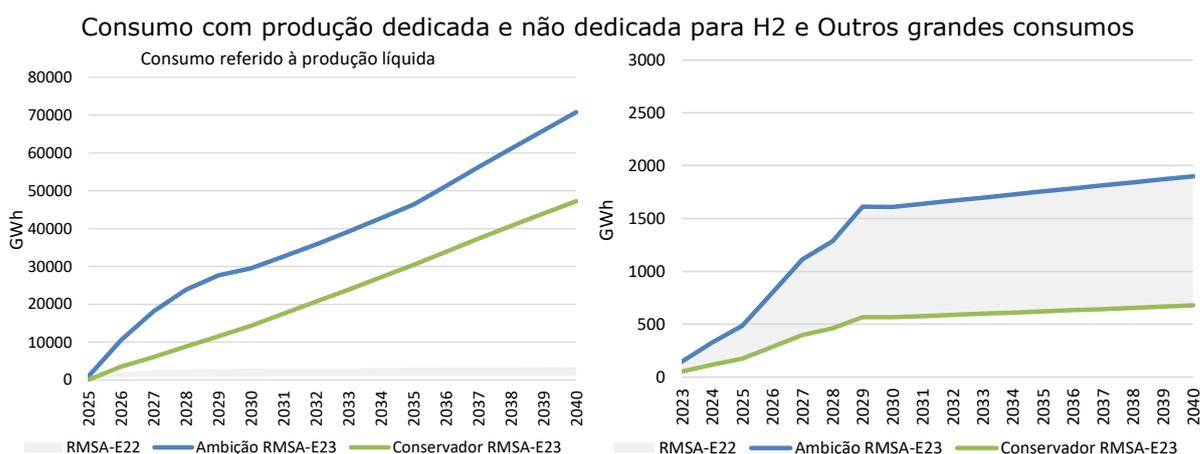


FIGURA 7: CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO DAS COMPONENTES ELETROLISADORES (H₂ VERDE) E E OUTROS GRANDES CONSUMOS

Finalmente, registre-se que as construções dos cenários desenvolvidos não consideraram fenómenos decorrentes da evolução da temperatura devido às alterações climáticas, uma vez que não existem dados disponíveis para o efeito. No entanto, mesmo excluindo estes fenómenos, os efeitos resultantes das condições de temperatura face às condições Standard têm impacto na previsão das

pontas de consumos do SEN (ponta de consumos Agravada e ponta Máxima), conforme se detalha no Anexo III - *Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN para o período 2024-2040*.

Por exemplo, no Cenário Ambição Central, em 2030, estima-se um agravamento da ponta por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95% em cerca de 500 MW, e um agravamento máximo de cerca de 1 080 MW (com uma probabilidade de não excedência de 100%).

3.2. OFERTA

As perspetivas de evolução da oferta do parque eletroprodutor português consideradas seguem os Pressupostos Gerais da DGEG (Anexo J), apresentando-se nesta secção os que serviram de base à previsão da evolução da oferta no período 2023-2040. Para este feito consideram-se três cenários distintos:

- Cenário Conservador;
- Cenário Ambição;
- Teste de Stress.

A evolução das potências instaladas totais para cada um dos cenários é ilustrada na Figura 8.

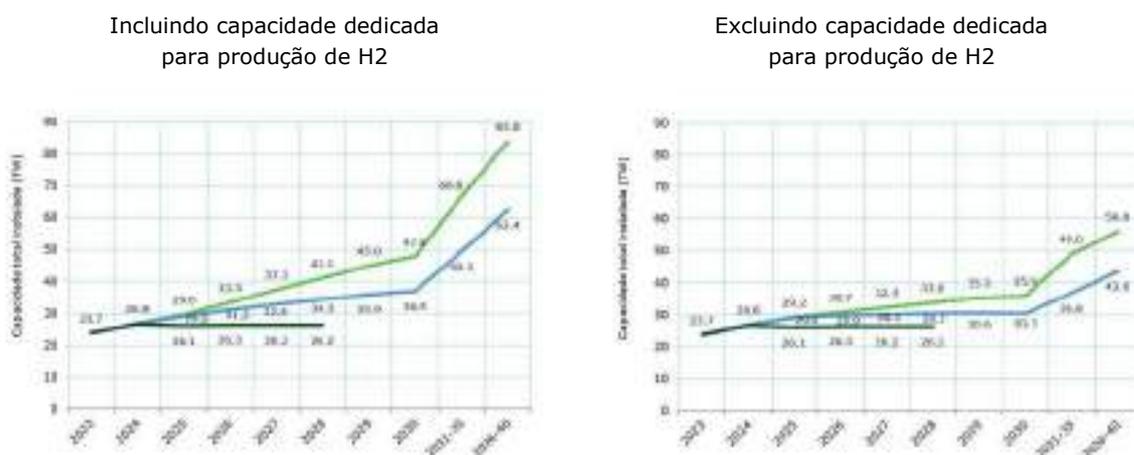


FIGURA 8: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA OS TRÊS CENÁRIOS EM ANÁLISE

Nos cenários Conservador e Ambição considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2025, 2030, 2035 e 2040 nos cenários *With Existing Measures* (WEM) e *With Additional Measures* (WAM) do *draft* da revisão do PNEC 2030 serão atingidos nesses anos, com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.

No Teste de Stress, a oferta tem por base o sistema existente, deduzido das desclassificações e adicionado dos novos centros produtores firmes previstos nos próximos cinco anos. O Anexo I - *Pressupostos Gerais da DGEG* detalha cada um destes cenários, sendo neste documento apresentadas apenas as suas principais características.

Cenário Ambição:

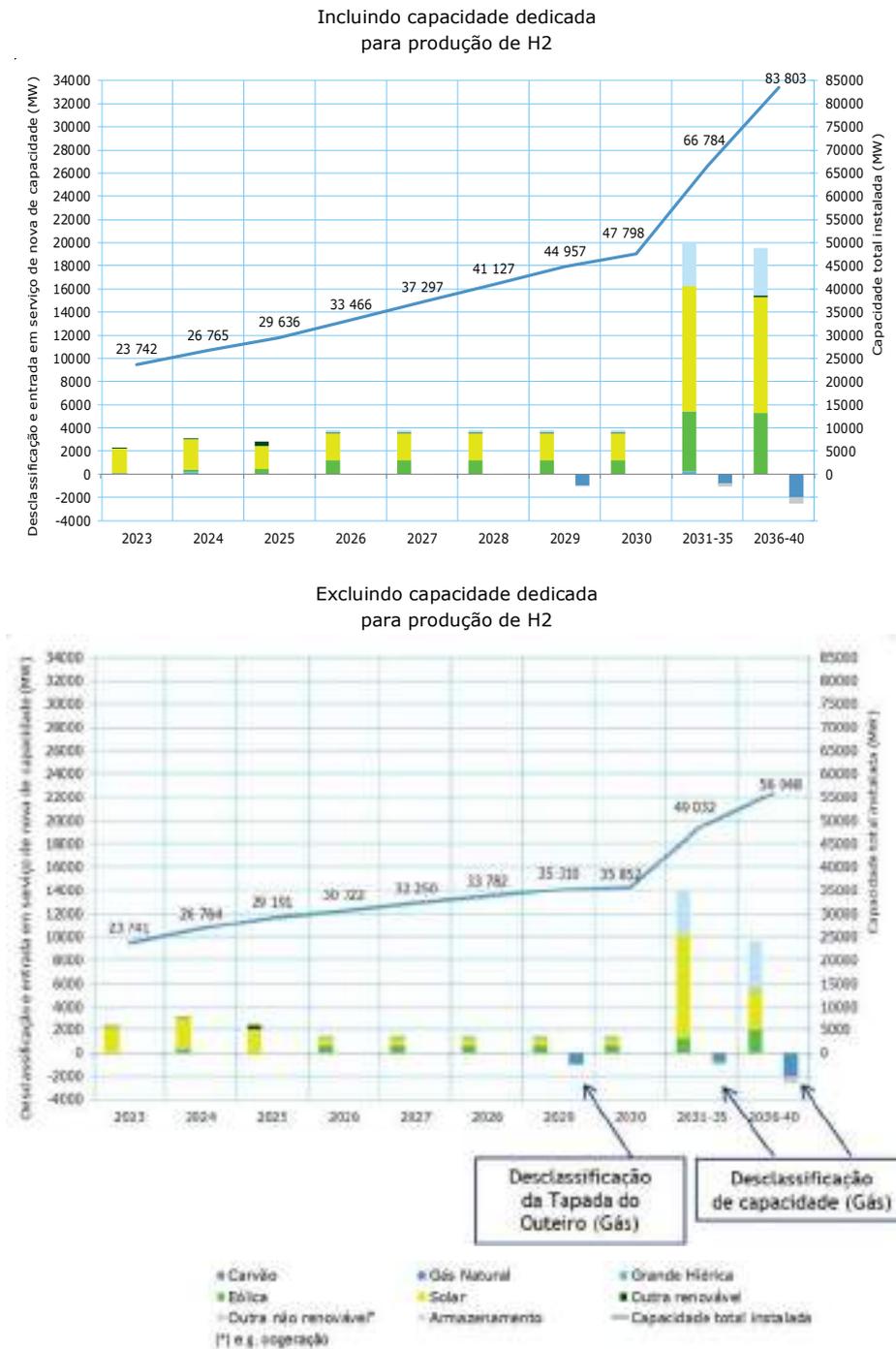


FIGURA 9: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O CENÁRIO AMBIÇÃO

- Grande Térmica: descomissionamento da Central de Ciclo Combinado a gás da Tapada do Outeiro no final de 2029, acomodando a previsão estabelecida no *draft* da revisão do PNEC 2030 sobre esta matéria. A partir de 2030 considera-se o descomissionamento progressivo da totalidade das centrais de ciclo combinado a gás (2839 MW) até 2040;

- Grande Hídrica: considera-se como referência as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos, de acordo com a informação mais recente relativa aos processos de licenciamento e com a informação dos promotores – entrada em serviço do Aproveitamento Hidroelétrico do Alto Tâmega (160 MW) em final de março de 2024;
- Fontes de Energia Renováveis (FER): para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, até 31 de dezembro de 2022, considera-se que os objetivos previstos no cenário WAM do *draft* da revisão do PNEC 2030 serão atingidos em cada um dos anos definidos (2025, 2030, 2035 e 2040), com a exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.
- Armazenamento de eletricidade: no cenário Ambição foram considerados os objetivos de capacidade instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 no cenário WAM do *draft* da revisão do PNEC 2030. Até final de 2026 é considerado que este armazenamento (baterias) estará principalmente associado à produção solar, nomeadamente para fazer face à variabilidade de produção de eletricidade com origem no solar.

Cenário Conservador:



Excluindo capacidade dedicada
para produção de H2

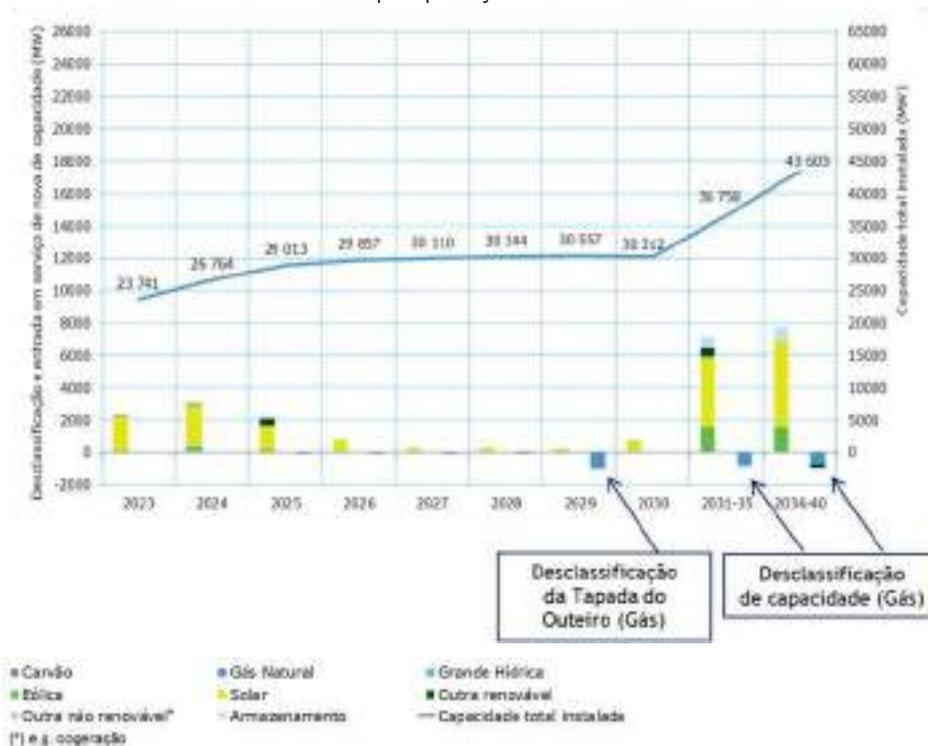


FIGURA 10: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O CENÁRIO CONSERVADOR

- Grande Térmica: descomissionamento da Central de Ciclo Combinado a gás da Tapada do Outeiro no final de 2029, acomodando a previsão estabelecida no *draft* da revisão do PNEC 2030 sobre esta matéria. A partir de 2030 considera-se ainda o descomissionamento de 1482 MW até 2040;
- Grande Hídrica: considera-se como referência as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos, de acordo com a informação mais recente relativa aos processos de licenciamento e com a informação dos promotores – entrada em serviço do Aproveitamento Hidroelétrico do Alto Tâmega (160 MW) em final de março de 2024;
- FER: para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, até 31 de dezembro de 2022, considera-se que os objetivos previstos no cenário WEM do *draft* da revisão do PNEC 2030 serão atingidos em cada um dos anos definidos (2025, 2030, 2035 e 2040), com a exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.
- Armazenamento de eletricidade: no cenário Conservador, para os anos de 2025 e 2030, considerou-se uma evolução da capacidade (tal como definida no RMSA-E 2022) com base nos resultados do leilão de reserva de capacidade para produção fotovoltaica de agosto de 2020, que incluiu uma modalidade de licitação aplicável aos centros electroprodutores que dispusessem de capacidade de armazenamento. Relativamente aos anos 2035 e 2040, foi seguida uma tendência de crescimento próxima da assumida para o cenário Ambição. Até 2030, é considerado que este armazenamento (baterias) estará principalmente associado à

produção fotovoltaica, nomeadamente para fazer face à variabilidade de produção de eletricidade com origem no solar.

Teste de Stress:

Sem previsão de capacidade dedicada para produção de H2

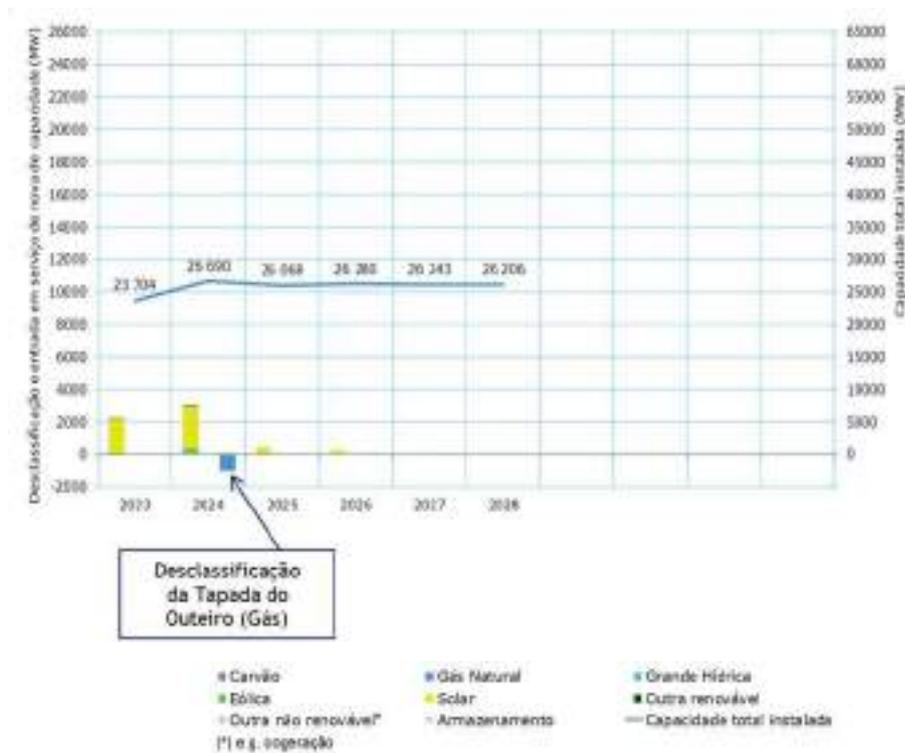


FIGURA 11: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O TESTE DE STRESS

A análise ao Teste de Stress considera que a oferta é constituída pelo sistema existente, prevendo a desclassificação da Central de Ciclo Combinado a gás da Tapada do Outeiro no final março de 2024, de acordo com o estabelecido no respetivo CAE, bem como a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável (alinhado com a evolução definida para o cenário Ambição), e acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a sua construção até 31 de dezembro de 2022. No caso das Grandes Hídricas, para além da capacidade instalada, foi considerada a capacidade do Aproveitamento Hidroelétrico do Alto Tâmega, com previsão de entrada em exploração comercial em final de março de 2024.

O horizonte temporal considerado para o Teste de Stress corresponde os próximos cinco anos (2023-2028), uma vez que não se considera expectável que o incremento da oferta se mantenha imutável para além desse período.

3.3. PREÇOS E TRIBUTAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS E LICENÇAS DE CO₂

Preços dos Combustíveis

A partir de 2022, após a desclassificação das centrais a carvão, as centrais térmicas disponíveis no SEN limitam-se às centrais a gás natural. Na Tabela 4 indicam-se os preços assumidos para o gás natural conforme Pressupostos Gerais da DGEG.

TABELA 4: PREVISÃO DE EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO GÁS NATURAL

	2024	2025	2030	2035	2040
Preço (USD ₂₀₂₂ /MBtu)	12,9	10,8	11,2	10,9	10,9

Preços das licenças de CO₂

A evolução dos preços das licenças de CO₂, apresentada na Tabela 5, segue os Pressupostos Gerais da DGEG.

TABELA 5: PREVISÃO DE EVOLUÇÃO DO PREÇO DAS LICENÇAS DE CO₂

	2024	2025	2030	2035	2040
Preço (€ ₂₀₂₂ /t)	78,8	80,3	84,1	85,8	87,4

Tributação do gás utilizado nas centrais termoelétricas

Os estudos desenvolvidos neste exercício de monitorização de segurança de abastecimento do SEN tomaram em consideração a evolução das taxas de Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) aplicadas ao gás natural para produção de eletricidade, as quais foram determinadas de acordo com o Art.º 245.º da Lei nº 24-D/2022 de 30 de dezembro. Os valores considerados, são apresentados na Tabela 6.

TABELA 6: TAXA DE ISP A APLICAR AO GÁS NATURAL PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

	ISP OE 2023 (€/GJ)	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
≥2024	0.307	50%	0.15

3.4. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO

Para efeitos dos estudos desenvolvidos para a monitorização da segurança de abastecimento do SEN, no período 2024-2040, consideraram-se os valores indicados na Tabela 7 para a capacidade comercial de interligação com Espanha no mercado diário (ou seja, o NTC). Complementarmente, no Anexo IV – *Evolução da RNT e das Interligações*, detalham-se entre outros tópicos, a evolução da rede para assegurar os valores de NTC apresentados.

TABELA 7: PREVISÃO DOS VALORES MÍNIMOS⁶ INDICATIVOS DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO

Ano	Portugal>Espanha [MW]	Espanha>Portugal [MW]
2024	2 700 ⁷	2 700 ⁹
2025	3 500	4 200
2030	3 500	4 200
2035	3 500	4 200
2040	4 000 ⁸	4 700 ¹⁰

A REN e a Red Eléctrica têm em desenvolvimento um conjunto de projetos de investimento, de que se destaca a já citada futura linha de interligação a 400 kV Minho – Galiza (atualmente prevista para final de 2024), que possibilitarão ultrapassar restrições de rede ainda existentes e alcançar de forma sustentada valores comerciais de capacidade de interligação mínimos da ordem dos 3 000 MW em ambos os sentidos.

Tendo em consideração os valores previstos até 2030 para a evolução do parque electroprodutor português, com uma potência instalada da ordem dos 30 GW no cenário Conservador e dos 36 GW no cenário Ambição⁹, estima-se para esse horizonte que o indicador 'interconnection ratio'¹⁰ se situe numa gama entre 14% e 12%, dependendo do cenário. Para garantir o cumprimento da meta de 15%¹¹ em 2030 estabelecida para este indicador, verifica-se o interesse em manter o acompanhamento da evolução da capacidade de interligação, no sentido de, em momento oportuno,

⁶ Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulação de cenários representativos da rede. Na prática, em situações de défice de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema, ou indisponibilidade relevantes de elementos de rede, estes valores podem vir a ser inferiores.

⁷ Até à entrada em serviço da nova linha de interligação Ponte de Lima (PT) – Fontefría (ES) prevista para dezembro de 2024.

⁸ Correspondem a valores identificados como *Target Capacities* para a fronteira PT-ES nos estudos do TYNDP2022 (*Ten-Year Network Development Plan*). No entanto, não estão ainda identificados os reforços de rede necessários em PT e ES para se atingir esses valores de capacidade.

⁹ Excluindo a capacidade dedicada para produção de H₂.

¹⁰ Considerando uma capacidade de interligação no sentido de importação de 4 200 MW.

¹¹ A nível europeu, foi definido pelo Conselho Europeu, em março de 2002, o objetivo de reforçar a capacidade de interligação entre os diversos estados-membro e facilitar o Mercado Único de Energia, tendo para o efeito sido estabelecido o objetivo para 2020 de em cada Estado Membro o indicador 'interconnection ratio' não fosse inferior a 10%, tendo este objetivo mais tarde (em outubro de 2014) sido alargado para 15% em 2030.

proceder a novos estudos conjuntos, com vista a identificar os eventuais reforços nas redes de transporte de ambos os operadores que possibilitem assegurar o cumprimento da referida meta.

De referir, contudo, que em relação aos valores apresentados, na operação no mercado diário da RNT poderão vir a ocorrer reduções em períodos limitados no tempo, devido a indisponibilidades de elementos de rede, assim como de limitações associadas a condições de menor disponibilidade do parque electroprodutor português e/ou espanhol.

3.5. TRAJETÓRIAS AVALIADAS

Os estudos de segurança de abastecimento e evolução do SEN no período 2024-2040 combinam os diferentes cenários e pressupostos anteriormente apresentados, incidindo sobre as seguintes trajetórias definidas pela DGEG:

- **Trajectoria Conservadora**, assume o cenário central Conservador da procura e o cenário Conservador da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da Central de Ciclo Combinado a gás da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória, são efetuadas ainda as seguintes sensibilidades:
 - a) à procura, em todos os horizontes, assumindo o cenário Inferior Conservador;
 - b) à oferta, em 2025 e 2030, considerando uma evolução da capacidade eólica, solar e da cogeração mais reduzida do que no cenário Conservador.
- **Trajectoria Ambição**, assume o cenário Central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da Central de Ciclo Combinado a gás da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória, são efetuadas ainda as seguintes sensibilidades:
 - a) à procura, em todos os horizontes, assumindo o cenário Superior Ambição;
 - b) à procura Superior Ambição, em 2030, com 2GW no consumo de grandes consumidores industriais.
- **Teste de Stress**, assume o cenário Superior Ambição - Teste de Stress da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo o descomissionamento da Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro no final de março de 2024 (de acordo com data estabelecida no CAE) e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê que inicie, até 31 de dezembro de 2023.

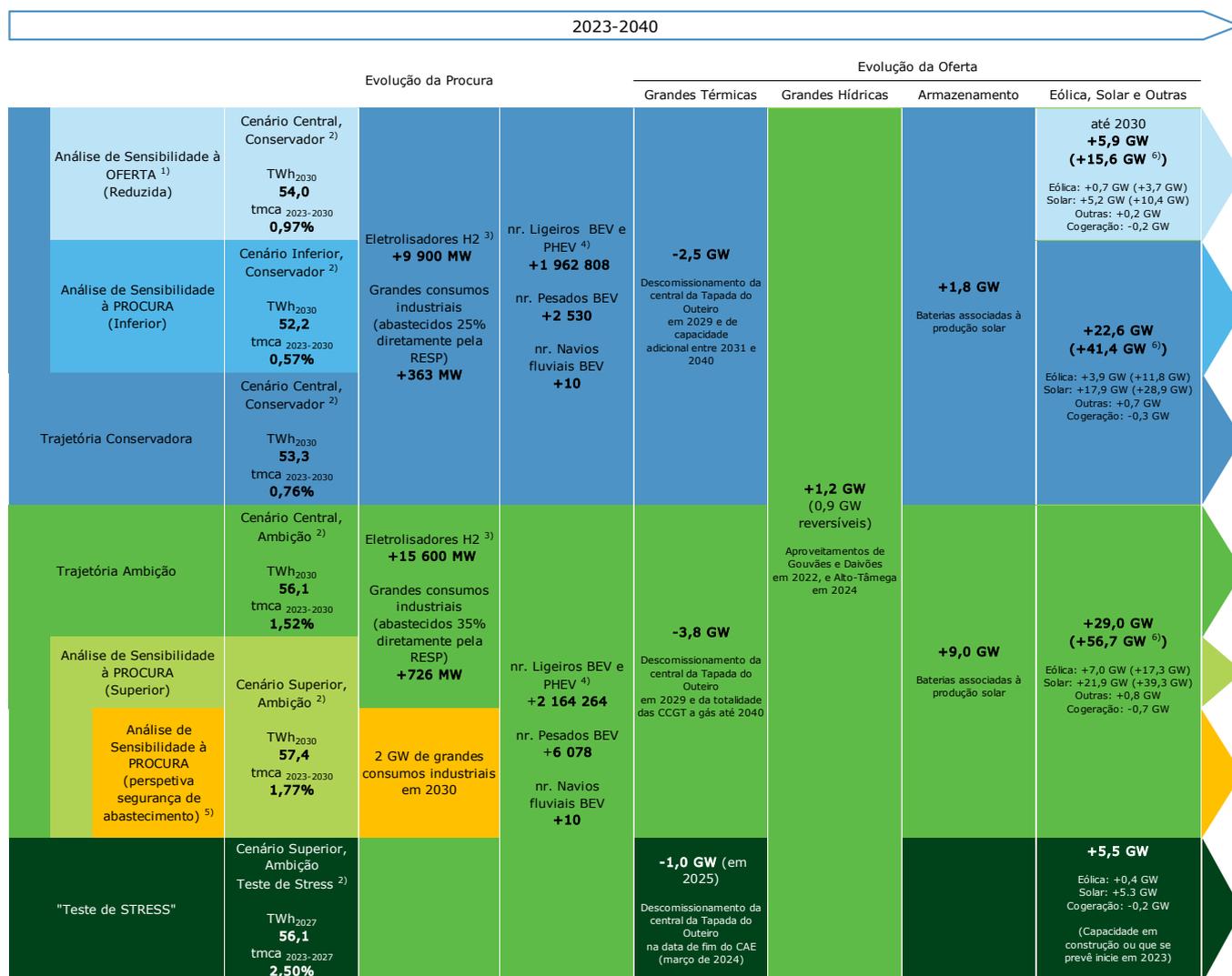
Para as trajetórias Conservadora e Ambição, procede-se à avaliação das condições de segurança de abastecimento (identificando eventuais défices de capacidade de produção¹²), à análise do equilíbrio entre as diferentes componentes da produção e da competitividade do sistema electroprodutor nacional no âmbito do MIBEL e à avaliação do cumprimento das metas da política energética.

Complementarmente às duas trajetórias, é avaliado o Teste de Stress, que tem por base o sistema electroprodutor atual, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo e apenas acrescido

¹² No ano 2024, foi identificada capacidade adicional que será atribuída através de um leilão de Banda de Reserva de Restabelecimento de Frequência com ativação manual (Banda de mFRR). A partir de 2025, expressas em percentagem do NTC da ligação com Espanha, adicionada de capacidades adicionais, caso a percentagem de NTC seja superior a 100%.

dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2023, e tem por objetivo identificar o estágio a partir do qual se deixa de verificar a adequação do sistema eletroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário da procura Superior Ambição – Teste de Stress.

A Figura 12 resume a evolução do SEN para cada uma das diferentes trajetórias no horizonte em estudo, sublinhando as principais diferenças entre elas.



1) Análise de Sensibilidade à oferta, realizada apenas para o estágio 2030, com efeitos na procura devido às alterações ao autoconsumo da componente da produção descentralizada
 2) Consumo referido à produção líquida excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT
 3) A grande parte da produção de H2 utiliza produção renovável dedicada; apenas há recurso a produção adicional com proveniência da RESP, a partir de 2030, na Trajetória Ambição
 4) Battery Electric Vehicle (BEV) e Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV)
 5) Análise de Sensibilidade realizada apenas para os estádios 2025 e 2030
 6) Capacidade instalada incluindo a dedicada para a produção de H2

FIGURA 12: CARACTERIZAÇÃO RESUMIDA DAS DIFERENTES TRAJETÓRIAS AVALIADAS



4

RESUMO DOS
PRINCIPAIS
RESULTADOS

REN 

No presente capítulo apresentam-se os principais resultados dos estudos sobre a monitorização da segurança de abastecimento de electricidade. O Anexo V – *Principais Resultados* deste documento sintetiza os resultados descritos nos pontos seguintes em formato de apresentação. Os modelos de simulação utilizados nos estudos de avaliação de segurança do abastecimento foram o VALORAGUA e o PS-MORA.

4.1. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

O “Estádio de Rutura” ocorre em 2024, ano em que o indicador de segurança de abastecimento do SEN (LOLE) é superior a 5 horas/ano (mantendo um contributo máximo do NTC de 10%), sendo que, na eventualidade de se verificarem condições hidrológicas secas, os resultados poderão ser mais gravosos.



FIGURA 13: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E NECESSIDADE DE RESERVA OPERACIONAL – TESTE DE STRESS

Nas condições do Teste de Stress, para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, os estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional entre 1750 MW e 1950 MW, função das condições hidrológicas (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos).

Se admitido o prolongamento do funcionamento da Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro (CCTO) para além da data de fim do CAE (29 de março de 2024), são necessários cerca de 950 MW. Daqui se conclui a importância de manter a CCTO em operação para além da data de fim do CAE.

Nota-se ainda que, enquanto a linha Feira - Ribeira de Pena a 400 kV não estiver em serviço, o Sistema Eletroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena - Vieira do Minho a 400 kV, convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores de elevada potência da bacia do Cávado, para o mesmo nó de rede. Tal situação exige que o Gestor Global do SEN terá que avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de

segurança, impondo as restrições que tiver que determinar à referida produção, em função das condições de rede e do SEN em concreto.

Num ambiente de funcionamento normal do mercado (cerca de 2700 MW de capacidade para trocas comerciais), será razoável considerar que existe resposta aos cenários apresentados anteriormente. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular no mercado intradiário, a disponibilidade de meios nacionais será essencial para a garantia de abastecimento dos consumos, situação refletida nos atuais critérios de segurança de abastecimento. Na ocorrência destas circunstâncias, deverão ser ativadas as medidas mitigadoras enunciadas na Tabela 8, com vista à garantia da segurança de abastecimento do SEN, pela seguinte ordem.

TABELA 8: MEDIDAS MITIGADORAS DO LADO DA OFERTA E DA PROCURA A APLICAR

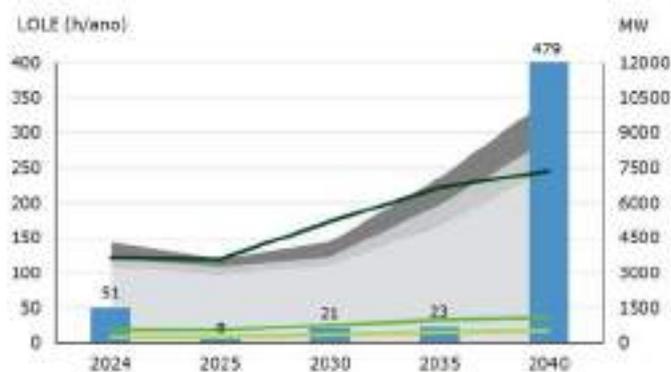
Oferta / Procura	Medidas
(Procura)	Redução do consumo dos consumidores industriais elegíveis em regime de mercado com os quais existam contratos de prestação desse serviço ou mecanismo equivalente - Banda de Reserva de Restabelecimento de Frequência com ativação manual (Banda de mFRR) ¹³ .
(Oferta)	Solicitação ao Operador do Sistema Espanhol da ativação de um programa de apoio, conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 19 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.
(Procura)	Deslastres pontuais de consumos não prioritários, conforme previsto no protocolo entre os operadores das redes de transporte e de distribuição de eletricidade, no caso de incumprimento das instruções referidas na medida anterior por parte dos clientes interruptíveis.

Na trajetória Ambição, em linha com os resultados do Teste Stress, verifica-se o incumprimento dos padrões de segurança de abastecimento no estádio 2024 (indicador LOLE superior a 5 horas/ano).

Os resultados dos estudos de segurança do abastecimento para a trajetória Ambição e trajetória Conservadora são apresentados na Figura 14. Na trajetória Ambição, verifica-se que, em todo o horizonte do estudo, não está garantido o cumprimento dos atuais padrões de segurança de abastecimento, com o indicador LOLE a apontar para valores compreendidos entre 8-479 h/ano, ou seja, sempre superiores a 5 h/ano. O mesmo acontece no caso da trajetória Conservadora, com exceção do estádio 2025.

¹³ Anteriormente designada por Banda de Reserva de Regulação (BRR).

Trajatória Ambição



Trajatória Conservadora

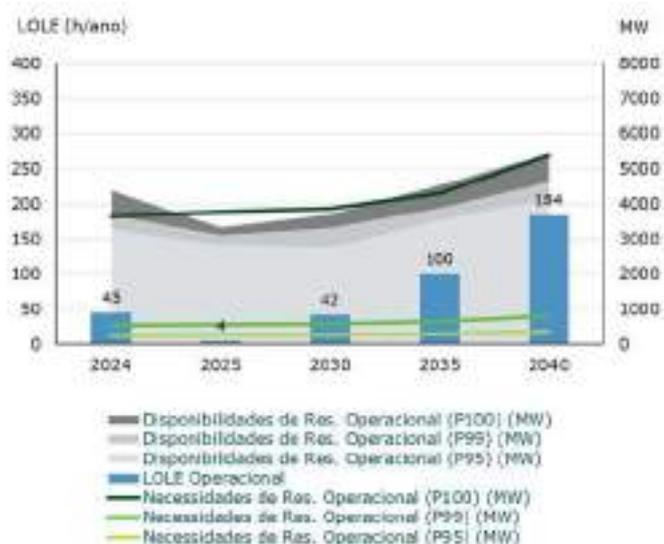


FIGURA 14: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E NECESSIDADE DE RESERVA OPERACIONAL

No longo prazo, não obstante se perspetive a existência de flexibilidade no sistema, nomeadamente devido à integração de baterias, verifica-se a falta de capacidade de oferta de base no sistema, principalmente devido à desclassificação progressiva das atuais centrais de ciclo combinado a gás.

A Figura 15 apresenta as necessidades, expressas em percentagem da capacidade instalada da NTC em cada estágio, para cumprimento do padrão de segurança de abastecimento (LOLE \leq 5 horas/ano), que oscilam entre os 10% e os 15% da NTC em 2025 (420 MW e 630 MW) e entre os 30% a 35% da NTC em 2030 (1470 MW na trajetória Conservadora e 1260 MW na trajetória Ambição). Em 2035 e 2040, para além de um contributo de 100% da NTC em ambas as trajetórias (4200 MW e 4700 MW, respetivamente), serão ainda necessários reforços de capacidade compreendidos entre 785 MW e 2450 MW, consoante os casos.



FIGURA 15: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO

Os resultados dos estudos de simulação de mercado evidenciam uma profunda alteração da estrutura de produção do SEN durante os próximos anos (Figura 16). Verifica-se uma tendência de evolução para uma produção maioritariamente composta por FER, em ambas as trajetórias, alinhadas com o *draft* da revisão do PNEC 2030, associada a uma redução do peso da produção térmica convencional a gás.



FIGURA 16: PERSPETIVA DE EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DE PRODUÇÃO DO SEN – MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS

Na Figura 17 apresenta-se a análise de reserva operacional e necessidades de NTC para o cumprimento de padrão de segurança para as sensibilidades realizadas para a Trajetórias Ambição.

Na sensibilidade à procura da trajetória Ambição, em que assume a ocorrência do cenário da procura Superior, as necessidades de NTC aumentam 5pp e 10pp, em 2025 e em 2030, respetivamente. Em 2035 e 2040, são identificados reforços de capacidade adicionais entre 390-490 MW.

Na sensibilidade adicional em que, para além do cenário Superior da procura, se considera, em 2030, 2 GW em grandes consumos industriais, as necessidades de NTC ascendem a 55% (2310 MW).

Trajetória Ambição – Sensibilidade com cenário Superior da procura

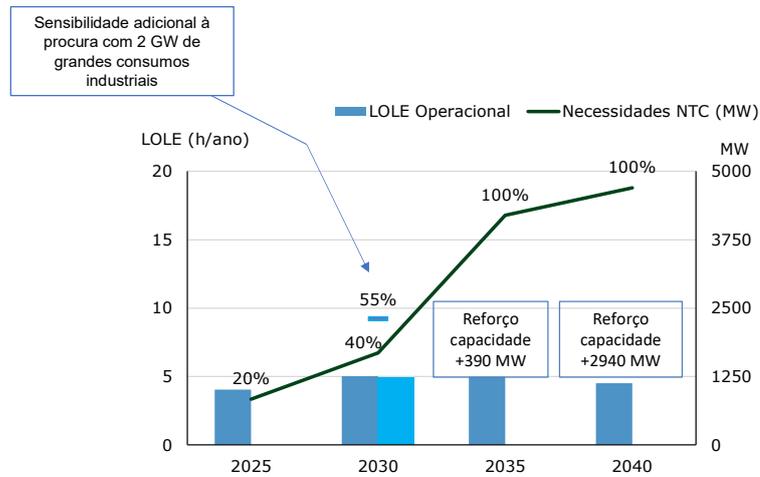
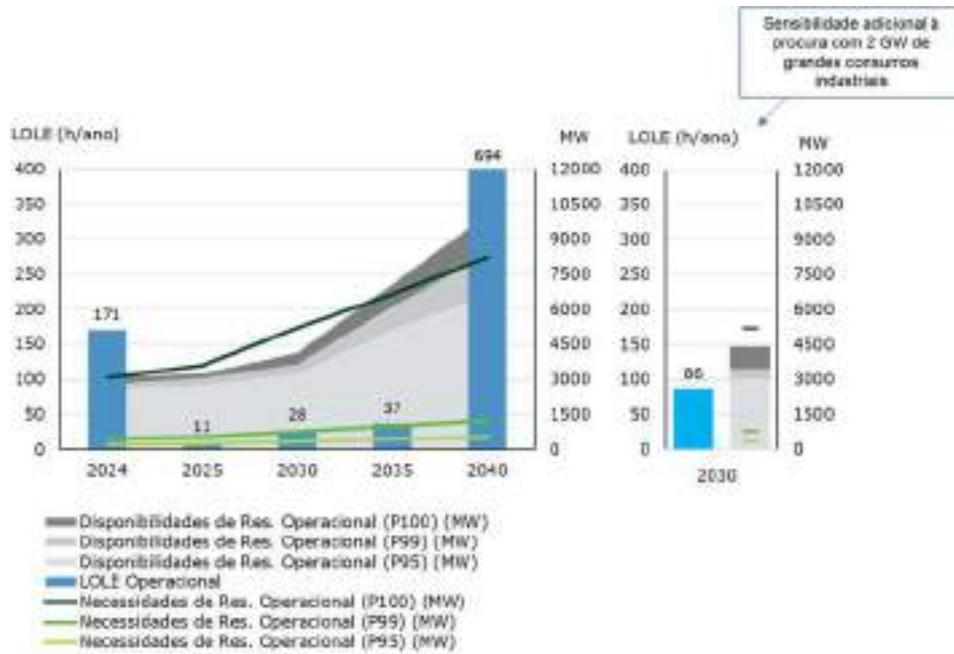


FIGURA 17: ANÁLISE DE RESERVA OPERACIONAL E NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA – SENSIBILIDADES À PROCURA DA TRAJETÓRIA AMBICÃO

Na Figura 18 apresenta-se a capacidade eólica, solar fotovoltaica e da cogeração mais reduzida considerada na análise de sensibilidade à oferta da Trajetória Conservadora realizada para 2025 e 2030.

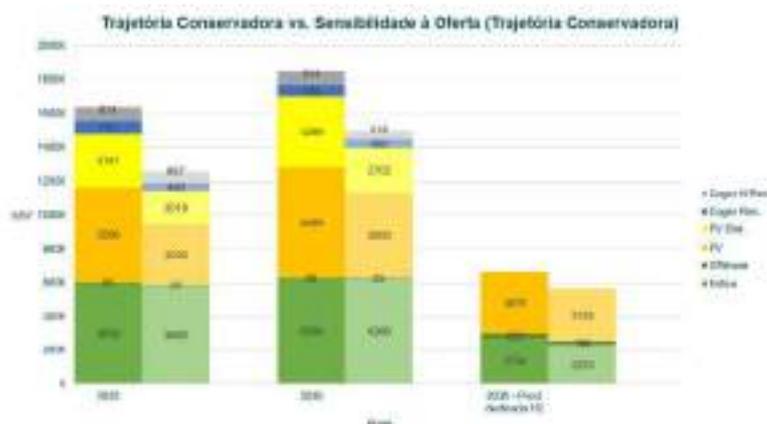
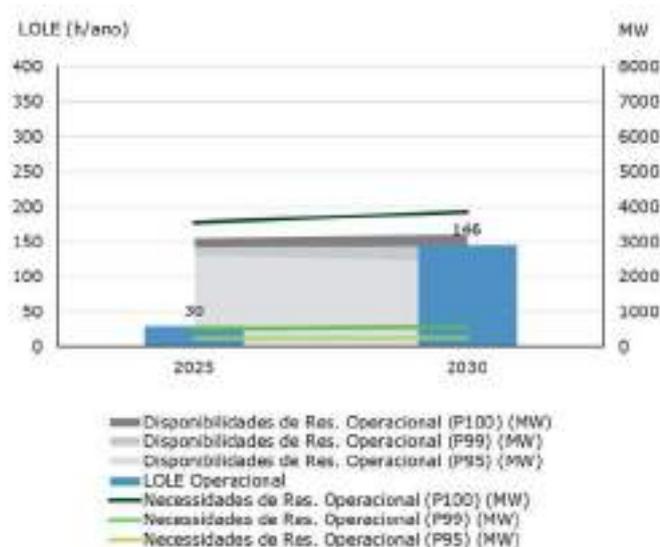


FIGURA 18: CENÁRIO DE OFERTA DE CAPACIDADE EÓLICA, SOLAR E DA COGERAÇÃO – SENSIBILIDADE À OFERTA DA TRAJETÓRIA CONSERVADORA

Na Figura 19 apresenta-se a análise de reserva operacional (através do indicador LOLE) e as necessidades de NTC para o cumprimento de padrão de segurança na sensibilidade da Trajetória Conservadora com oferta reduzida.

O indicador LOLE aumenta significativamente face à trajetória Conservadora (7,5x em 2025, 3,5x em 2030), levando ao incumprimento do padrão de segurança de abastecimento em 2025 e 2030. Nestas condições, as necessidades de NTC para garantir o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento serão de 30% (1260 MW) e 50% (2100 MW), respetivamente. Caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, a Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro é essencial para efeitos de segurança do abastecimento do sistema Português, mesmo após a data de desclassificação prevista para final de 2029.

Trajetoária Conservadora – Sensibilidade com oferta reduzida



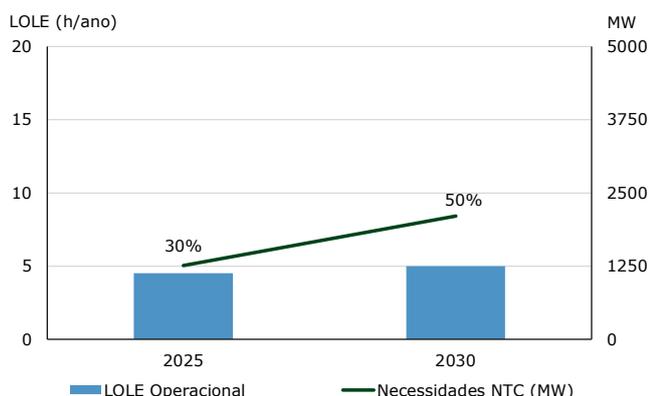


FIGURA 19: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO – SENSIBILIDADE À TRAJETÓRIA CONSERVADORA COM OFERTA REDUZIDA

4.2. AMBIENTE

Os níveis de contribuição das FER para o abastecimento dos consumos de eletricidade na trajetória Ambição supera as estimativas apresentadas no *draft* da revisão do PNEC 2030 para garantir o cumprimento das metas para a quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia para Portugal em 2030 (a que corresponde um contributo de cerca de 85% para a eletricidade). Os resultados obtidos conduzem, em 2024, a uma quota da produção renovável de 71% do consumo bruto de eletricidade em ambas as trajetórias. No horizonte 2030, verifica-se um acréscimo significativo, sendo a quota esperada entre 88% e 78%, na trajetória Ambição e Conservadora, respetivamente. Na Figura 20 e na Figura 21 ilustra-se a quota de produção renovável perspetivada para 2024 e 2030, em cada uma das trajetórias.



FIGURA 20: ESTIMATIVA DA QUOTA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL PARA 2023 NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS

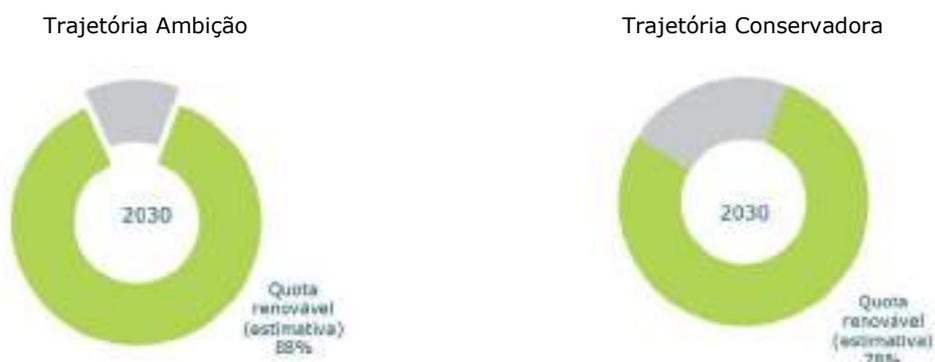


FIGURA 21: ESTIMATIVA DA QUOTA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL PARA 2030 NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS

As emissões totais anuais de CO₂ apresentadas na Figura 22, decorrentes da produção pelas centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás, apresentam um decréscimo ao longo de todo o horizonte do estudo. Entre 2024 e 2030, as emissões evoluem de cerca de 3,5 Mt para cerca de 0,5 Mt ou 0,3 Mt, dependendo da trajetória Conservadora ou Ambição, respetivamente. Até 2040, as estimativas apontam para que as emissões em ambas as trajetórias sejam praticamente inexistentes.

Sublinha-se que os valores apresentados não têm em linha de conta a possibilidade de *blending* de H₂ renovável e/ou biometano, sendo que, nessas circunstâncias, as emissões seriam ainda menores.

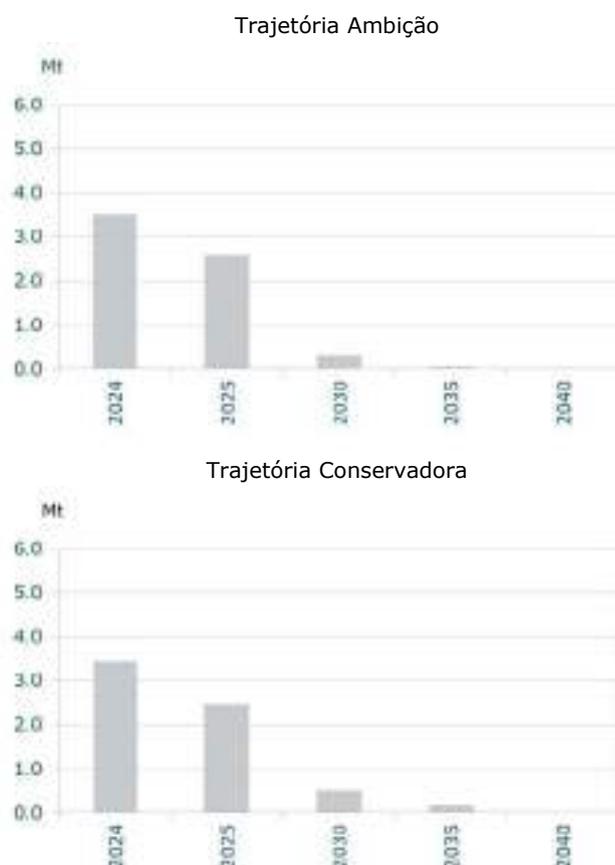


FIGURA 22: EMISSÕES DE CO₂ DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS

4.3. COMPETITIVIDADE

Prevê-se para as trajetórias Ambição e Conservadora uma diminuição gradual do papel do gás face ao crescimento da potência renovável instalada, com contributos sobretudo ao nível da segurança de abastecimento.

Na trajetória Ambição, a taxa de utilização média das CCGT a gás evolui de cerca de 30%, em 2024, para valores inferiores a 4%, em 2030. Com a eventual desclassificação da totalidade das centrais existentes até 2040, perspectiva-se que essa utilização chegue a ser nula. Na trajetória Conservadora, o decréscimo progressivo desta utilização é ligeiramente inferior, evoluindo para valores da ordem dos 6%, em 2030.

No caso da Sensibilidade à procura assumindo o cenário Inferior Conservador, em 2030, a utilização das CCGT, na média dos regimes hidrológicos, reduz-se para 5.8% (-0.2 pp face ao cenário de procura Central Conservador).

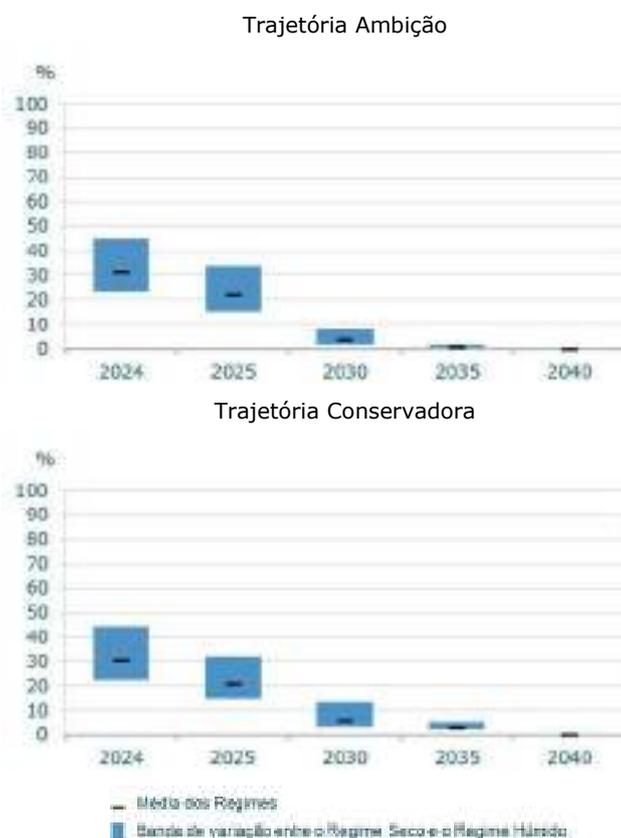
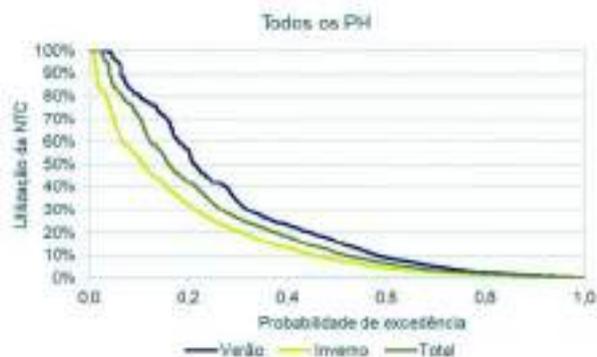


FIGURA 23: TAXA DE UTILIZAÇÃO DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS (A GÁS)

Em 2030, das simulações com o modelo VALORAGUA, estima-se que o valor máximo de NTC de 4200 MW (assumindo o valor máximo de Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 4% e 3%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente, configurando assim a expectativa que, na maior parte do tempo, exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha

Trajectoria Ambição



Trajectoria Conservadora

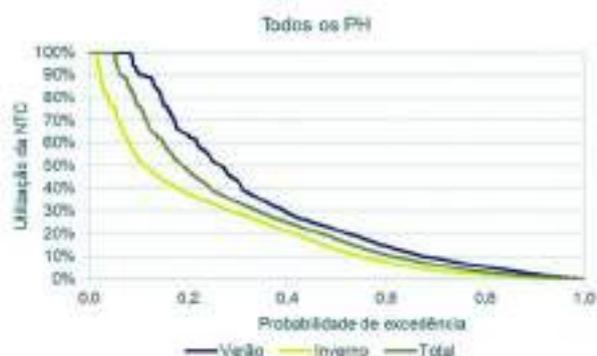


FIGURA 24: TAXA DE UTILIZAÇÃO DA NTC EM 2030

Em 2040, das simulações com o modelo VALORAGUA, estima-se que o valor máximo de NTC de 4700 MW (assumindo o valor máximo de Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 1%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, configurando assim a expectativa que, na maior parte do tempo, exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha.

Trajectoria Ambição



Trajetória Conservadora



FIGURA 25: TAXA DE UTILIZAÇÃO DA NTC EM 2040



5

CONSIDERAÇÕES FINAIS

REN 

Como principais considerações finais sobre os estudos de monitorização da segurança de abastecimento do SEN para o período 2024-2040, destacam-se as seguintes:

- A evolução do consumo (referido à produção líquida) de eletricidade é, de uma forma geral, inferior à do RMSA-E 2022, com todos os cenários, a longo prazo, situados abaixo da envolvente do exercício do ano passado e o valor do consumo do cenário Superior Ambição praticamente igual ao do anterior cenário Inferior Conservador (em 2040). Isto fica a dever-se principalmente ao aumento do autoconsumo, ao menor impacte da mobilidade elétrica e à redução do consumo para produção de H2 dependente das RESP.
- Não obstante a elevada capacidade prevista para produção de hidrogénio a partir de 2030, a maior parte da eletricidade que irá abastecer os eletrolisadores é proveniente de produção dedicada, com exceção do cenário Ambição, em que uma pequena parcela do consumo será abastecida a partir de produção não dedicada, em circulação na RESP. A totalidade da energia proveniente da produção de eletricidade dedicada ao H2 circulará na RNT, uma vez que os locais de consumo não estarão fisicamente na proximidade dos locais de produção.
- A penetração de veículos elétricos mantém-se um importante driver de crescimento da procura e impacta no potencial crescimento da ponta de consumo. Relativamente ao consumo de outros grandes projetos, à semelhança do RMSA-E 2022, considerou-se que a RESP irá abastecer 35% das necessidades de consumo de eletricidade destes projetos no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador.
- O valor do autoconsumo em ambos os cenários apresenta um forte crescimento decorrente, principalmente, das componentes da produção distribuída, nomeadamente fotovoltaica. Relativamente ao valor estimado para 2022 (2 387 GWh), as previsões para 2030 apontam para um crescimento do autoconsumo de 239% no cenário Conservador e 353% no cenário Ambição, caracterizado por um aumento do peso do autoconsumo decorrente da produção distribuída de 35% em 2022 para 58% no cenário Conservador e 55% no cenário Ambição. Em 2040, estes pesos evoluem para 78% e 75%, respetivamente, traduzindo um crescimento exponencial da produção distribuída no muito longo prazo.
- Não foi analisado o possível impacto do autoconsumo não local, na utilização das redes, decorrente do artigo 83º do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro, que possibilita a instalação das UPAC até determinada distancia (até 20km, dependendo se BT, MT, AT ou MAT) das IU, mas, uma vez que se prevê um aumento significativo do autoconsumo nos próximos anos, é algo a considerar/analisar em futuros estudos de segurança de abastecimento.
- O “Estádio de Rutura” ocorre no ano de 2024, ano em que o indicador de segurança de abastecimento do SEN (LOLE) é superior a 5 horas/ano (mantendo um contributo máximo do NTC de 10%), sendo que, na eventualidade de se verificarem condições hidrológicas secas, os resultados poderão ser mais gravosos. Nestas condições, para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, os estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional entre 1750 MW e 1950 MW, função das condições hidrológicas (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos). Admitindo o prolongamento do funcionamento da Central Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro (CCTO) para além da data de fim do CAE (29 de março de 2024), são necessários

cerca de 950 MW. Daqui se conclui a importância de manter a CCTO para além da data de fim do CAE.

- Até à entrada em serviço da linha Feira - Ribeira de Pena a 400 kV, o Sistema Eletroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena - Vieira do Minho a 400 kV, convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores de elevada potência da bacia do Cávado, para o mesmo nó de rede. Tal situação exige que o gestor global do SEN terá que avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de segurança, impondo as restrições que tiver que determinar à referida produção, em função das condições da rede e do SEN em concreto.
- Com a desclassificação, em janeiro de 2021, da central a carvão de Sines (1180 MW), acentuam-se os trânsitos norte-sul, nomeadamente perante situações de elevada produção a norte e ausência ou muita reduzida produção na zona sul. Para continuar a assegurar as condições de segurança de operação da rede, é importante o reforço da RNT a norte da Grande Lisboa com a linha a 400 kV Fanhões - Rio Maior, para além do eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira.
- Nas Trajetórias Ambição e Conservadora, assumindo um contributo da NTC ES-PT limitado a 10%, em 2024, o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano), à semelhança do Teste de Stress, sendo necessários cerca de 850 MW e 750 MW de capacidade adicional, respetivamente.
- O critério também não é cumprido em todo o horizonte de estudo, com exceção da Trajetória Conservadora em 2025. Para o cumprimento de um LOLE operacional ≤ 5 h/ano, será necessária uma capacidade de interligação equivalente que oscila entre os 10% e os 15% da NTC em 2025 (420 MW e 630 MW) e entre os 30% a 35% da NTC em 2030 (1470 MW na trajetória Conservadora e 1260 MW na trajetória Ambição). Em 2035 e 2040, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC em ambas as trajetórias (4200 MW e 4700 MW, respetivamente), acrescido de reforços de capacidade compreendidos entre 785 MW e 2450 MW, consoante os casos.
- Na sensibilidade à procura da trajetória Ambição, em que assume a ocorrência do cenário da procura Superior, as necessidades de NTC aumentam 5pp e 10pp, em 2025 e em 2030, respetivamente. Em 2035 e 2040, são identificados reforços de capacidade adicionais entre 390-490 MW. Na hipótese que, além do cenário Superior da procura, se considera, em 2030, 2 GW em grandes consumos industriais, as necessidades de NTC ascendem a 55% (2310 MW).
- Na sensibilidade à oferta da trajetória Conservadora, em que se assume um cenário mais reduzido de capacidade eólica, solar e cogeração, os indicadores de segurança de abastecimento são agravados. As necessidades de NTC ascendem a 30% (1260 MW) e 50% (2100 MW), em 2025 e 2030, respetivamente. Caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, a Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro é essencial para efeitos de segurança do abastecimento do sistema Português, mesmo após a data de desclassificação prevista para final de 2029.

- A geração distribuída já instalada ou prevista ser instalada na RND, fotovoltaica e outras, tem vindo a ter um crescimento significativo, aumentando os fluxos de energia no sentido da RND para a RNT.
- O forte crescimento prospetivado para nova geração fotovoltaica e eólica ligada na RNT e na RND exige um grande esforço em novos reforços de rede. É importante uma minimização de constrangimentos no desenrolar dos procedimentos de avaliação ambiental e de licenciamento das novas infraestruturas da RNT para que esta evolua em sintonia com o crescimento do parque electroprodutor.
- O crescimento sustentado da geração variável solar e eólica aumenta as necessidades de flexibilidade proporcionadas atualmente pela geração síncrona convencional, como sejam o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia.
- Em 2030, a estimativa de quota da produção renovável, na média dos regimes hidrológicos, está compreendida entre 78% e 88% do consumo bruto de eletricidade nas trajetórias Conservadora e Ambição. Em termos anuais, se não fossem desperdiçados os eventuais excedentes de produção renovável em Portugal, a Quota de Renovável em 2030 pode alcançar os 82-95%.
- As emissões totais anuais de CO₂ decorrentes da produção pelas centrais termoelétricas em regime ordinário sofrem um decréscimo assinalável face a 2022 (5,2 Mt; IPH=0,63), sobretudo devido à forte integração de produção renovável. Entre 2024 e 2030, as emissões evoluem de 3,4-3,5 Mt para 0,5 Mt ou 0,3 Mt, dependendo da trajetória Conservadora ou Ambição, respetivamente. Em 2040, estima-se que as emissões de CO₂ sejam praticamente inexistentes
- Do ponto de vista da competitividade, a elevada penetração de produção renovável afeta consideravelmente a utilização média das CCGT a gás que se estima que possa decrescer, em 2030, até entre 6% e 4%, na trajetória Conservadora e Ambição, respetivamente. A muito longo prazo, a utilização do gás tem significado apenas para efeitos de segurança de abastecimento.

CONTACTOS

REN – Rede Elétrica Nacional, S.A.

Avenida dos Estados Unidos da América, 55
1749-061 Lisboa - Portugal
Telefone: (+351) 210 013 500

www.ren.pt

REN 



ANEXOS

ANEXO 1

PRESSUPOSTOS GERAIS DA DGEG

REN 

RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL 2023 - PERÍODO 2024-2040 (RMSA-E 2023)

CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte e âmbito territorial

O estudo terá o horizonte 2024-2040, com detalhe anual em 2024, 2025, 2030, 2035 e 2040, incluindo, portanto, os anos definidos no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º 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. O estudo será relativo ao sistema elétrico de Portugal Continental.

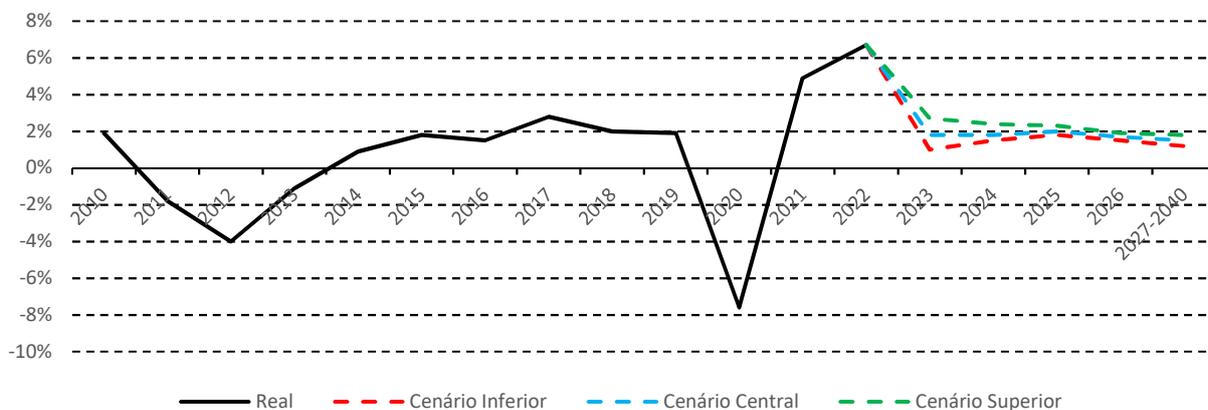
2. Cenários macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos que servirão de base à definição dos cenários de procura do RMSA-E 2023 são os seguintes:

Tabela 1 - Cenários de evolução da taxa de variação do Produto Interno Bruto (PIB)

	2023	2024	2025	2026	2027-2040
Cenário Inferior	1,0%	1,5%	1,8%	1,5%	1,2%
Cenário Central	1,8%	1,8%	2,0%	1,7%	1,5%
Cenário Superior	2,7%	2,4%	2,3%	1,9%	1,8%

Figura 1 - Evolução real e prevista da taxa de variação do PIB



Os cenários macroeconómicos propostos tiveram em conta as mais recentes previsões macroeconómicas para Portugal, provenientes do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional (FMI), do Conselho das Finanças Públicas e do Ministério das Finanças:

Tabela 2 – Previsões de evolução da taxa de variação do PIB

	2023	2024	2025	2026	2027
Banco de Portugal (Boletim Económico, junho 2023)	2,7%	2,4%	2,3%		
Comissão Europeia (<i>European Economic Forecast, Spring 2023</i> , maio 2023)	2,4%	1,8%			
OCDE (<i>Economic Outlook- Volume 2023 Issue 1</i> , junho 2023)	2,5%	1,5%			
FMI (<i>World Economic Outlook, April 2023</i>)	1,0%	1,7%	2,2%	1,9%	1,9%
Conselho das Finanças Públicas (Perspetivas económicas e orçamentais 2023-2027, março 2023)	1,2%	1,8%	2,0%	1,7%	1,7%
Ministério das Finanças (Relatório do Orçamento do Estado 2023, outubro 2022)	1,3%				
Ministério das Finanças (Programa de Estabilidade 2023-2027, abril 2023)	1,8%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%

Quanto ao Valor Acrescentado Bruto (VAB) por setor, a projeção efetuada pela DGEG, com base no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) e considerando os valores de 2022 publicados pelo INE, aponta para a seguinte evolução para o período 2022-2040:

Tabela 3 – Previsão de evolução dos VAB sectoriais (em % do PIB)

	2022	2030	2035	2040
Impostos	14,0%	11,8%	11,8%	11,8%
Agricultura, Silvicultura e Pescas	1,9%	2,1%	2,1%	2,1%
Indústria	15,4%	15,5%	15,5%	15,5%
Construção e Obras Públicas	3,7%	4,1%	4,1%	4,1%
Serviços	65,0%	66,6%	66,6%	66,6%

3. Pressupostos de oferta

Os cenários de oferta do RMSA-E 2023 terão em consideração os seguintes pressupostos:

- Nos cenários Conservador e Ambição considera-se a capacidade instalada (dados de 14 de março de 2023, referentes a 31 de dezembro de 2022), a capacidade licenciada e a capacidade em licenciamento de centros eletroprodutores (dados de 9 de fevereiro de 2023, referentes a 31 de dezembro de 2022) e no Teste de Stress a capacidade instalada de centros eletroprodutores acrescida da capacidade dos novos centros em construção ou que se prevê que iniciem a sua construção até 31 de dezembro de 2023.
- Na componente da oferta das Grandes Térmicas, considera-se:
 - i) nos cenários Conservador e Ambição, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029;
 - ii) no Teste de Stress, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de março de 2024, de acordo com a data de término do respetivo contrato de aquisição de energia.
- No que respeita às Grandes Hídricas, considera-se como referência as datas de entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos, de acordo com a informação mais recente relativa aos processos de licenciamento e com a informação dos promotores, sendo que, à data da elaboração dos Pressupostos, apenas se prevê, para o período em análise, a entrada em serviço do centro electroprodutor do Alto Tâmega (Vidago), no ano de 2024¹ (com uma capacidade instalada de 160 MW).
- No que respeita à produção a partir de outras fontes de energia renovável (FER) e cogeração, os cenários Conservador e Ambição tiveram em conta a informação mais recente disponível, referente a 31 de dezembro de 2022, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento para a produção centralizada, cuja previsão de entrada em funcionamento se apresenta na tabela 4, e à capacidade instalada e à potência de ligação prevista e já atribuída para a produção distribuída, apresentada na tabela 5.

Em ambos os cenários, na capacidade FER em licenciamento consideraram-se igualmente os projetos que ainda não obtiveram licença de produção aos quais foram atribuídas capacidades no âmbito dos leilões de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) de eletricidade produzida em centrais fotovoltaicas realizados em 2019 e 2020, dos leilões de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida em centros eletroprodutores renováveis e em centrais fotovoltaicas flutuantes realizados em 2021, os projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede pelos Operadores das Redes de Transporte (ORT) e de Distribuição, ao abrigo da alínea a) o n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, bem como os projetos para os quais foram formalizados acordos entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo.

¹ A entrada em serviço industrial dos dois grupos está prevista para final de março de 2024.

Tabela 4 – Capacidade FER e cogeração centralizada licenciada e em licenciamento - Previsão de entrada em produção (MW)

Tecnologia (MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2030
Cogeração não renovável	1	0	0	0	0	0
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	0	0	0	0	0	0
Eólica onshore	99	208	159	0	0	0
Eólica offshore	0	0	0	0	0	0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0
Biomassa (s/ cogeração)	16	0	0	0	0	0
Biogás (s/ cogeração)	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico (PV)	1 089	1 963	1 068	1 311	723	711
Fotovoltaico Concentração (CPV)	0	0	0	0	0	0
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0
Ondas	0	1	1	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0
Total	1 205	2 172	1 228	1 311	723	711

Tabela 5 – Capacidade FER e cogeração distribuída (projetos registados na DGEG) - Previsão de entrada em produção (MW)

Tecnologia (MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2030
Cogeração não renovável	0	0	0	0	0	0
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	1	1	0	0	0	0
Eólica onshore	0	0	0	0	0	0
Eólica offshore	0	0	0	0	0	0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0
Biomassa (s/ cogeração)	0	0	0	0	0	0
Biogás (s/ cogeração)	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico (PV)	1 000	683	0	0	0	0
Fotovoltaico Concentração (CPV)	0	0	0	0	0	0
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0
Ondas	0	1	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0	0
Total	1 001	685	0	0	0	0

Nos cenários Conservador e Ambição considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2025, 2030, 2035 e 2040 nos cenários *With Existing Measures (WEM)* e *With Additional Measures (WAM)*, respetivamente, conforme definido no PNEC revisto (submetido à Comissão Europeia no final de junho), serão atingidos nesses anos, com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa esse objetivo em ano anterior.

- No caso da cogeração não foi considerada a potência instalada dos grupos de reserva, das instalações paradas e das instalações que funcionam apenas para autoconsumo.
- No que respeita ao armazenamento de eletricidade, no cenário Ambição foram considerados os objetivos de capacidade instalada definidos para 2030, 2035 e 2040 no cenário WAM do draft da

revisão do PNEC, e no cenário Conservador, para os anos de 2025 e 2030 considerou-se, a evolução definida no anterior RMSA-E, que teve por base os resultados do leilão de reserva de capacidade para produção fotovoltaica de agosto de 2020, que incluiu uma modalidade de licitação aplicável aos centros electroprodutores que dispusessem de capacidade de armazenamento. Relativamente aos anos 2035 e 2040, é seguida uma tendência de crescimento próxima daquela verificada para o cenário ambição, diferindo dos valores de partida (em 2030). É considerado que as baterias estarão associadas à produção solar, assumindo-se que estas são utilizadas essencialmente para fazer face à variabilidade de produção de eletricidade com origem no solar. Foram, assim, estabelecidos os cenários de evolução da capacidade de armazenamento que constam na seguinte tabela.

Tabela 6 – Capacidade instalada de sistemas de armazenamento (MW)

	2025	2030	2035	2040
Cenário Ambição	200	990	4839	8994
Cenário Conservador	100	200	1000	1800

Assim, propõem-se os seguintes cenários de oferta para o sistema electroprodutor nacional para o horizonte 2040:

3.1. Cenários de oferta

No caso do cenário Conservador, considera-se a seguinte evolução da capacidade para o horizonte 2022-2040:

Tabela 7 – Previsão da evolução da capacidade no período 2022-2040 - CENÁRIO CONSERVADOR (MW)

Tecnologia (MW)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2035		2040
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839		2 054		1 357
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	0		0		0
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5		0,5		0,5
Total Térmica	3 829	2 839		2 054		1 357							
Cogeração não renovável	741	741	741	814	814	814	814	814	814		814		814
Cogeração renovável	460	460	460	792	761	729	698	667	636		1 242		1 242
Total Cogeração	1 201	1 201	1 201	1 606	1 575	1 543	1 512	1 481	1 450		2 056		2 056
Grandes Hídricas	7 411	7 411	7 577	7 577	7 577	7 577	7 577	7 577	7 577		7 577		7 577
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	160	160	160	160	160	160	160		160		160
<i>das quais reversíveis</i>	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593		3 593		3 593
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	620	620	620	620	620	620	620	620	620		620		620
Total Hídrica	8 032	8 032	8 198		8 198		8 198						
Eólica onshore	5 544	5 643	5 850	6 009	6 608	7 206	7 804	8 402	9 000		10 600		12 200
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	547	1 094	1 641	2 188	2 734		2 734		2 734
Eólica offshore	25	25	25	25	70	115	160	205	250		2 688		5 125
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	45	90	135	180	225		2 664		5 102
Total Eólica	5 569	5 668	5 875	6 034	6 678	7 321	7 964	8 607	9 250		13 288		17 325
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	82	82	82	82	82	97		78		42
Biomassa (s/ cogeração)	221	237	237	251	251	251	251	251	298		240		129
Biogás (s/ cogeração)	83	83	83	88	88	88	88	88	104		84		45
Fotovoltaico (PV)	1 477	2 565	4 529	5 596	6 907	7 630	8 341	9 031	10 174		13 226		17 615
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	735	1 470	2 205	2 940	3 675		7 188		10 985
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	15	15	15	15	15	15	15		15		15
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0		0
Total Solar	1 492	2 581	4 544	5 612	6 923	7 646	8 357	9 047	10 190		13 241		17 631

Ondas	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Geoterminia	0	0	0	34	34	34	34	34	34	34	60	39
Produção Distribuída**	1 033	2 034	2 719	3 178	3 400	3 621	3 842	4 064	4 285		9 043	13 801
Fotovoltaico (PV)	1 018	2 019	2 702	3 161	3 383	3 604	3 826	4 047	4 269		9 027	13 784
Hídrica	0,2	1,1	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7		1,7	1,7
Eólica	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0		4,0	4,0
Biomassa	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3		6,3	6,3
Biogás	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6		3,6	3,6
Ondas/Marés	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		1,0	1,0
Armazenamento	0	0	0	100	125	150	167	183	200		1 000	1 800
TOTAL	21 536	23 742	26 765	29 015	31 184	32 765	34 326	35 866	36 949		49 345	62 426
<i>do qual Renovável</i>	16 966	19 171	22 194	24 371	26 541	28 122	29 683	31 223	33 295		46 476	60 254
<i>do qual Não-Renovável</i>	4 570	4 571	4 571	4 643	3 653		2 868	2 171				

* Capacidade máxima

** Inclui Miniprodução, Microprodução, Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC)

No caso do cenário Ambição, considera-se a seguinte evolução da capacidade para o horizonte 2022-2040:

Tabela 8 – Previsão da evolução da capacidade no período 2022-2040 - CENÁRIO AMBIÇÃO (MW)

Tecnologia (MW)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 054	0
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	0	0	0
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	2 839	2 054	0							
Cogeração não renovável	741	741	741	814	807	799	792	784	777	491	0
Cogeração renovável	460	460	460	734	743	752	761	770	779	880	1 199
Total Cogeração	1 201	1 201	1 201	1 548	1 550	1 551	1 553	1 554	1 556	1 371	1 199
Grandes Hídricas	7 411	7 411	7 577	7 577	7 577	7 577	7 577	7 577	7 577	7 787	7 787
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160
<i>das quais reversíveis</i>	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593

Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620
Total Hídrica	8 032	8 032	8 198	8 408	8 408						
Eólica onshore	5 544	5 643	5 850	6 300	7 120	7 940	8 760	9 580	10 400	11 650	12 900
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	444	587	730	873	1 016	1 159	1 159	1 159
Eólica offshore	25	25	25	25	420	815	1 210	1 605	2 000	6 000	10 000
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	395	790	1 185	1 580	1 975	5 977	9 221
Total Eólica	5 569	5 668	5 875	6 325	7 540	8 755	9 970	11 185	12 400	17 650	22 900
Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	82	88	94	100	106	112	85	42
Biomassa (s/ cogeração)	221	237	237	251	270	288	307	325	344	260	129
Biogás (s/ cogeração)	83	83	83	88	94	101	108	114	121	91	45
Fotovoltaico (PV)	1 477	2 565	4 529	6 085	7 847	9 609	11 372	13 134	14 897	21 481	28 066
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	1 762	3 525	5 287	7 050	8 812	10 616	17 374
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	120	240	360	480	600	600	600
Total Solar	1 492	2 581	4 544	6 100	7 982	9 865	11 747	13 630	15 512	22 097	28 681
Ondas	0	0	1	2	42	81	121	161	200	200	200
Geotermia	0	0	0	34	38	41	44	48	51	77	56
Produção Distribuída**	1 033	2 034	2 719	3 178	3 637	4 097	4 556	5 015	5 475	9 653	13 148
Fotovoltaico (PV)	1 018	2 019	2 702	3 161	3 621	4 080	4 539	4 999	5 458	9 637	13 131
Hídrica	0,2	1,1	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Eólica	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Biomassa	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Biogás	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Ondas/Marés	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Armazenamento	0	0	0	0	198	396	594	792	990	4 839	8 994
TOTAL	21 536	23 742	26 765	29 636	33 466	37 297	41 127	44 957	47 798	66 784	83 803
do qual Renovável	16 966	19 171	22 194	24 992	28 830	32 668	36 506	40 344	44 182	64 239	83 802
do qual Não-Renovável	4 570	4 571	4 571	4 643	4 636	4 629	4 621	4 614	3 616	2 545	0

*Capacidade máxima

** Inclui Miniprodução, Microprodução, Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC)

Para além do estudo sobre os cenários Conservador e Ambição, procede-se ainda a uma análise, designada por Teste de Stress, com o objetivo de avaliar até quando o SEN consegue dar resposta, numa ótica de segurança de abastecimento. Neste cenário, a oferta é constituída pelo sistema existente, considerando a desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de março de 2024, de acordo com o estabelecido no respetivo contrato de aquisição de energia, bem como a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável (alinhado com a evolução definida para o cenário Ambição), e acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê que iniciem a sua construção até 31 de dezembro de 2023. No caso das Grandes Hídricas, para além da capacidade instalada, foi considerada a capacidade da central do Alto Tâmega, com previsão de entrada em exploração comercial em 2024. O horizonte temporal considerado para o Teste de Stress são os próximos cinco anos (2024-2028), uma vez que não se considera expectável que o incremento da oferta se mantenha imutável até 2040.

Tabela 9 – Previsão da evolução da capacidade no período 2022-2028 – TESTE DE STRESS (MW)

Tecnologia (MW)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839	2 839
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	0	0	0	0
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839	2 839
Cogeração não renovável	741	704	667	630	593	555	518
Cogeração renovável	460	460	460	460	460	460	460
Total Cogeração	1 201	1 164	1 127	1 090	1 053	1 016	979
Grandes Hídricas	7 411	7 411	7 577	7 577	7 577	7 577	7 577
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	160	160	160	160	160
<i>das quais reversíveis</i>	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	620	620	620	620	620	620	620
Total Hídrica	8 032	8 032	8 198				
Eólica onshore	5 544	5 643	5 850	5 909	5 909	5 909	5 909
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	0	0	0
Eólica offshore	25	25	25	25	25	25	25
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	0	0	0
Total Eólica	5 569	5 668	5 875	5 934	5 934	5 934	5 934

Resíduos Sólidos Urbanos	77	77	77	77	77	77	77
Biomassa (s/ cogeração)	221	237	237	237	237	237	237
Biogás (s/ cogeração)	83	83	83	83	83	83	83
Fotovoltaico (PV)	1 477	2 565	4 529	4 874	5 124	5 124	5 124
<i>da qual para produção de H2</i>	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico Concentração (CPV)	15	15	15	15	15	15	15
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0	0
Total Solar	1 492	2 581	4 544	4 890	5 140	5 140	5 140
Ondas	0	0	1	1	1	1	1
Geoterminia	0	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída**	1 033	2 034	2 719	2 719	2 719	2 719	2 719
Fotovoltaico (PV)	1 018	2 019	2 702	2 702	2 702	2 702	2 702
Hídrica	0,2	1,1	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Eólica	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Biomassa	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Biogás	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Ondas/Marés	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Armazenamento	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	21 536	23 704	26 690	26 068	26 280	26 243	26 206
<i>do qual Renovável</i>	16 966	19 171	22 194	22 599	22 849	22 849	22 849
<i>do qual Não-Renovável</i>	4 570	4 533	4 496	3 469	3 432	3 395	3 358

* Capacidade máxima

** Inclui Miniprodução, Microprodução, Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC)

4. Pressupostos de procura

Para efeitos de construção dos cenários de procura, tal como em anteriores exercícios, tem-se em conta a evolução das poupanças de energia elétrica resultantes das medidas de eficiência energética previstas na Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE sobre eficiência energética e a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios, bem como na Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro, que também altera a Diretiva 2012/27/EU, assim como as previsões da evolução do consumo de veículos elétricos, de veículos híbridos *plug-in*, do autoconsumo, quer das grandes instalações, quer da produção distribuída (UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo, Miniprodução e Microprodução), do consumo dos eletrolisadores para produção de hidrogénio verde, bem como de outros grandes consumidores industriais ligados à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Outros instrumentos e estratégias são tidos em conta no presente RMSA-E, nomeadamente o *draft* de revisão do PNEC 2030 submetido à Comissão Europeia a 30 de junho de 2023.

O Decreto-Lei n.º 64/2020, de 10 de setembro, que transpõe a Diretiva (UE) 2018/2002, estabelece a obrigação de se atingirem metas cumulativas, no período 2021-2030, equivalentes a novas economias anuais de, pelo menos, 0,8% do consumo de energia final.

A Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios 2050 (ELPRE 2050), publicada através Resolução de Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, estabelece medidas e objetivos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, com vista à renovação do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, para o converter num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética.

A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema energético, promovendo a sua introdução gradual enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada. Os desafios decorrentes dos objetivos e metas associados à transição energética deverão levar em linha de conta uma visão integrada do sistema energético nacional, refletindo uma abordagem de integração de sectores, nomeadamente do SEN (Sistema Elétrico Nacional) e do SNG (Sistema Nacional de Gás), a designada *smart sector integration*. As metas estabelecidas na EN-H2, que contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, e o que foi considerado no *draft* da revisão do PNEC, e como tal, será necessário avaliar os respetivos impactos no SEN.

4.1. Eficiência energética

No que diz respeito às poupanças de eletricidade nos edifícios (setores doméstico e dos serviços), estabeleceu-se que o cenário *Ambição* se encontra alinhado com os objetivos definidos na ELPRE 2050 para os horizontes de 2030 e 2040. Quanto ao cenário *Conservador*, assumiu-se que a evolução das poupanças de eletricidade corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário *Ambição*.

As estimativas das poupanças de eletricidade nos edifícios no período em análise, em cada um dos cenários, podem ser consultadas na tabela 10.

Tabela 10 - Estimativa das poupanças de eletricidade nos edifícios (GWh)

Cenário Ambição		Cenário Conservador	
2023-2030	2031-2040	2023-2030	2031-2040
3606	6606	2885	5285

Fonte: ADENE (Modelação ELPRE 2050)

Relativamente à divisão dos valores da tabela *supra*, entre edifícios residenciais e não residenciais², estima-se que o sector residencial represente 48% e 55% das poupanças de eletricidade nos edifícios, respetivamente nos períodos 2023-2030 e 2031-2040 (em ambos os cenários).

No que diz respeito às poupanças de eletricidade nos restantes setores, no período 2023-2030, tem-se em conta a meta de poupanças a atingir no âmbito do artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética (Diretiva 2012/27/UE, alterada pela Diretiva UE 2018/2002, de 11 de dezembro). Estas estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade no período 2019-2021 nos sectores da indústria (incluindo CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão), transportes e agricultura e pescas, considerando que o esforço de poupança sobre a eletricidade é igual ao dos outros combustíveis e equivalendo a 0,8%/ano.

Para o período 2031-2040, e não havendo referencial a aplicar, estimam-se poupanças com base numa redução anual de 0,25%/ano sobre a média de consumo entre 2019 e 2021.

A evolução atrás mencionada foi considerada para o cenário de maior ambição nas poupanças (cenário Ambição), enquanto para o cenário Conservador se assumiu que a evolução das poupanças de eletricidade corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição.

As estimativas das poupanças de eletricidade no período em análise podem ser consultadas na tabela 11.

Tabela 11 – Estimativa das poupanças de eletricidade, exceto edifícios (GWh)

Cenário Ambição		Cenário Conservador	
2023-2030	2031-2040	2023-2030	2031-2040
1136	444	909	355

Fonte: Estimativa DGEG

4.2. Mobilidade elétrica

No que diz respeito ao consumo de eletricidade associado à mobilidade elétrica foi tida em conta a evolução prevista no *draft* de revisão do PNEC para o número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV) e *Battery Electric Vehicle* (BEV), de veículos ligeiros de mercadorias com tecnologia BEV e de veículos pesados de passageiros com tecnologia BEV. No caso dos veículos pesados de mercadorias com tecnologia BEV, bem como dos navios fluviais de passageiros elétricos, não existindo novos dados e informações sobre a sua evolução, foram consideradas as projeções do exercício do RMSA-E anterior.

² Edifícios da administração pública, comércio, ensino, escritórios, hotelaria, residências, saúde e desporto.

Tabela 12 – Previsão de evolução dos veículos ligeiros de passageiros e de mercadorias BEV e PHEV no cenário Conservador

	Ligeiros de passageiros				Ligeiros de mercadorias		Total
	BEV		PHEV		BEV		
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo elétrico)	N.º	km (média anual)	N.º
2022	61490	14600	64012	5000	2794	17667	128252
2023	72661	15233	67341	5200	4048	17751	144050
2024	83830	15867	70671	5300	5347	17834	159848
2025	95000	16500	74000	5400	6646	17917	175646
2026	156570	17200	81200	5500	15289	18000	253059
2027	218140	17900	88400	5600	23933	18083	330472
2028	279710	18600	95600	5700	32576	18167	407885
2029	341280	19300	102800	5800	41220	18250	485298
2030	402851	20000	110000	6000	49863	18333	562714
2035	686890	20000	143000	6000	100401	19861	930291
2040	1674114	20000	170000	6000	118694	21389	1962808

Tabela 13 – Previsão de evolução dos veículos ligeiros de passageiros e de mercadorias BEV e PHEV no cenário Ambição

	Ligeiros de passageiros				Ligeiros de mercadorias		Total
	BEV		PHEV		BEV		
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo elétrico)	N.º	km (média anual)	N.º
2022	61490	14600	64012	5000	2749	17667	128252
2023	81600	15233	76008	5200	4499	17751	162107
2024	101709	15867	88004	5300	6250	17834	195963
2025	121818	16500	100000	5400	8000	17917	229818
2026	187455	17200	140000	5500	20400	18000	347855
2027	253091	17900	180000	5600	32800	18083	465892
2028	318728	18600	220000	5700	45200	18167	583929
2029	384364	19300	260000	5800	57600	18250	701966
2030	450001	20000	300000	6000	70000	18333	820001
2035	800000	20000	270000	6000	150000	19861	1220000
2040	1714264	20000	230000	6000	220000	21389	2164264

Tabela 14 – Previsão de evolução dos veículos pesados de passageiros e de mercadorias BEV no cenário Conservador

	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	BEV		BEV	
	Nº	km (média anual)	Nº	km (média anual)
2022	148	53757	12	27500
2023	165	53980	20	30000
2024	183	54203	30	32500
2025	200	54426	45	35000
2026	220	54649	85	37500
2027	240	54872	135	40000
2028	260	55095	195	42500
2029	280	55318	265	45000
2030	300	55541	345	47500
2035	500	55541	945	55000
2040	725	55541	1805	70000

Tabela 15 – Previsão de evolução dos veículos pesados de passageiros e de mercadorias BEV no cenário Ambição

	Pesados de passageiros		Pesados de mercadorias	
	BEV		BEV	
	Nº	km (média anual)	Nº	km (média anual)
2022	148	53757	12	27500
2023	199	53980	30	30000
2024	249	54203	60	32500
2025	300	54426	100	35000
2026	340	54649	170	37500
2027	380	54872	270	40000
2028	420	55095	450	42500
2029	460	55318	650	45000
2030	500	55541	850	47500
2035	1000	55541	1890	55000
2040	2468	55541	3610	70000

Tabela 16 – Previsão de evolução dos navios fluviais de passageiros elétricos nos cenários Conservador e Ambição³

	Navios fluviais de passageiros elétricos	
	Conservador	Ambição
	Nº	Nº
2022	0	0
2023	0	0
2024	1	1
2025	2	3
2026	5	8
2027	8	10
2028	10	10
2029	10	10
2030	10	10
2035	10	10
2040	10	10

Para efeitos do presente estudo considerou-se um consumo unitário anual de 0,7 GWh, baseado na diferença entre a eficiência energética das soluções térmica e de motor elétrico, partindo do valor do consumo de combustível para a operação atualmente em vigor.

4.3. Autoconsumo

As previsões do autoconsumo de grandes instalações partem do valor estimado para 2022 e são determinadas com base na evolução prevista da capacidade instalada para os três cenários de oferta. Estima-se que em 2022 o autoconsumo das instalações de cogeração tenha atingido 1286 GWh⁴. Quanto ao autoconsumo de centrais térmicas, excluindo as Grandes Térmicas, estima-se que, nesse ano, tenha atingido os 1556 GWh.

Relativamente ao autoconsumo de unidades de produção distribuída, o procedimento é semelhante, tendo como referencial a evolução prevista da potência de ligação da produção distribuída para os três cenários de oferta. Para estas unidades a potência de ligação estimada em 31 de dezembro de 2022, em Portugal Continental, era de cerca de 1060 MW⁵ e a produção estimada em 2022 de aproximadamente 1252 GWh⁶.

³ Na ausência de informação adicional, foram considerados os valores apresentados no RMSA-E 2022 ajustados em 1 ano, atendendo a que apenas recentemente foi finalizado o concurso público aberto pela Transtejo para a aquisição e construção dos postos de carregamento e a respetiva manutenção dos navios.

⁴ 586 GWh relativos a cogeração a gás natural, 558 GWh a cogeração com fontes de energia renovável e 142 GWh a cogeração com outras fontes não renováveis (resíduos industriais e outros resíduos não renováveis).

⁵ 57 MW relativos a UPP, 836 MW a UPAC e 167 MW a unidades de micro/mini produção.

⁶ 218 GWh relativos a micro/mini produção, com 1309 horas de utilização por ano, 88 GWh a UPP, com 1538 horas de utilização por ano e 946 GWh a UPAC, com 1174 horas de utilização por ano.

Os valores obtidos para o período em análise encontram-se na Tabela 17.

Tabela 17 – Previsão de evolução do autoconsumo (GWh)

Anos	Cenário Conservador			Cenário Ambição			Cenário Superior Ambição -Teste de Stress		
	Grandes Instalações (*)	Produção descentralizada	Total	Grandes Instalações (*)	Produção descentralizada	Total	Grandes Instalações (*)	Produção descentralizada	Total
2024	1 754	2 608	4 363	2 031	2 608	4 639	1 961	2 608	4 570
2025	2 485	3 281	5 766	2 791	3 281	6 073	2 192	3 011	5 203
2026	2 744	3 682	6 426	3 345	3 821	7 167	2 688	3 011	5 699
2027	3 003	3 942	6 945	3 899	4 362	8 261	3 184	3 011	6 195
2028	3 125	4 202	7 327	4 215	4 902	9 117			
2029	3 368	4 463	7 831	4 791	5 442	10 233			
2030	3 377	4 723	8 101	4 840	5 982	10 822			
2035	4 371	9 890	14 261	4 868	10 676	15 544			
2040	4 393	15 487	19 880	4 986	14 867	19 854			

(*) O autoconsumo associado às grandes instalações inclui as cogerações, data centers, projetos industriais e outros. Não há autoconsumo associado à produção de hidrogénio pois considera-se que a energia dedicada é totalmente veiculada na RNT

4.4. Hidrogénio verde

A EN-H2 enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio (H₂) no sistema energético e estabelece metas para a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, sendo que grande parte desta será efetuada com produção dedicada e outra com recurso a produção da RESP.

Este racional foi igualmente seguido na elaboração do *draft* da revisão do PNEC 2030, pelo que para efeitos do RMSA-E 2023, foram considerados os cenários de evolução da potência instalada de consumo de eletricidade nos eletrolisadores que constam da tabela seguinte, alinhados com os cenários WEM (no caso do cenário Conservador) e WAM (no cenário Ambição) do *draft* da revisão do PNEC. A potência corresponde à alimentação dos eletrolisadores responsáveis pela produção de H₂⁷.

Tabela 18 – Capacidade instalada de consumo de eletricidade nos eletrolisadores interligada com a RESP (MW)

	2025	2030	2035	2040
Cenário Ambição	147	8000	10100	15600
Cenário Conservador	0	2900	6100	9900

Relativamente à proveniência da produção renovável para abastecimento dos consumos de eletricidade dos eletrolisadores foram considerados os dados de base associados ao *draft* da revisão do PNEC 2030. A grande parte desta produção é dedicada ao consumo dos eletrolisadores. Apenas nos estádios 2030, 2035 e 2040 do cenário Ambição (alinhado com cenário WAM do *draft* da revisão do PNEC) há recurso a produção adicional com proveniência da RESP. Relativamente à produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores, dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores (como, por exemplo, no caso da eólica offshore),

⁷ Estas potências correspondem aos valores de *output* de Hidrogénio indicados no *draft* do PNEC 2030, afetados do rendimento dos eletrolisadores (para estar associado ao consumo de eletricidade nos eletrolisadores).

foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade, com reflexos ao nível das pontas da Rede Nacional de Transporte⁸.

De realçar, que caso venham a verificar-se outros consumos de eletrolisadores aos enunciados anteriormente, estes terão que ser avaliados em futuros exercícios de RMSA-E.

4.5. Grandes consumos industriais

Na tabela seguinte apresentam-se os cenários de evolução da potência instalada de consumo de eletricidade em grandes consumidores industriais com ligação à RESP, seguindo o mesmo racional do RMSA-E 2022.

Tabela 19 – Capacidade instalada de consumo de eletricidade de grandes consumidores industriais interligada com a RESP (MW)

	2025	2030*	2035	2040
Cenário Ambição	185	616	671	726
Cenário Conservador	93	303	333	363

* Para o cenário Ambição considera-se ainda uma análise de sensibilidade a um consumo correspondente a uma capacidade de 2 GW alinhado com os valores de consumos adicionais assumidos no *draft* da revisão do PNEC 2030 (totalizando 10 GW, considerando os consumos associados à produção de hidrogénio verde e outros grandes consumos industriais), assumindo os pressupostos anteriores deste cenário em termos de percentagem a abastecer diretamente pela RESP..

Para efeitos de cenarização da procura e da sua simulação foram considerados os perfis de consumo previstos para os maiores projetos, disponibilizados pelos promotores, considerando, contudo, que os mesmos seriam abastecidos 25% diretamente pela RESP (aumento de consumo), e os restantes 75% através de produção própria no cenário Conservador, enquanto no cenário Ambição considerou-se que os mesmos seriam abastecidos 35% diretamente pela RESP e os restantes 65% através de produção própria.

De realçar, que caso venham a verificar-se consumos adicionais aos enunciados anteriormente, estes terão que ser avaliados em futuros exercícios de RMSA-E.

⁸ Será realizada uma análise à evolução das pontas da Rede Nacional de Transporte (RNT) considerando que nem toda a produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores é veiculada na RNT

4.6. Cenários de procura

Tabela 20 – Cenário Central Conservador

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	
2024	949	375	49 958	2,1%	4363	4 704	50 300	-0,4%	0
2025	1 423	428	52 037	4,2%	5766	4 741	51 011	1,4%	0
2026	1 897	718	56 515	8,6%	6426	4 799	51 401	0,8%	3 487
2027	2 371	1 017	59 998	6,2%	6945	4 851	51 896	1,0%	6 008
2028	2 846	1 330	63 560	5,9%	7327	4 903	52 358	0,9%	8 778
2029	3 320	1 654	67 300	5,9%	7831	4 960	52 881	1,0%	11 547
2030	3 794	1 988	70 667	5,0%	8101	5 001	53 251	0,7%	14 316
2035	6 614	3 585	89 214		14261	4 897	49 487		30 363
2040	9 434	7 732	111 275		19 880	5 121	49 243		47 275

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

Tabela 21 – Cenário Central Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	
2024	1 186	465	50 233	2,4%	4639	4 704	50 298	-0,3%	0
2025	1 778	568	53 561	6,6%	6073	4 781	51 285	2,0%	985
2026	2 371	935	64 350	20,1%	7167	4 946	51 897	1,2%	10 231
2027	2 964	1 314	73 210	13,8%	8261	5 103	52 823	1,8%	17 229
2028	3 557	1 713	79 842	9,1%	9117	5 237	53 857	2,0%	22 105
2029	4 149	2 129	85 010	6,5%	10233	5 363	55 153	2,4%	24 987
2030	4 742	2 557	87 460	2,9%	10822	5 424	56 060	1,6%	26 002
2035	8 267	4 588	107 259		15544	5 297	51 484		45 528
2040	11 792	8 797	136 659		19 854	5 702	51 926		70 582

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

⁹ Taxa de variação homóloga

¹⁰ Taxa de variação homóloga

Tabela 22 – Cenário Superior Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	GWh
2024	1 186	465	50 872	3,1%	4639	4 770	51 003	0,4%	0
2025	1 778	568	54 301	6,7%	6073	4 857	52 100	2,2%	985
2026	2 371	935	65 162	20,0%	7167	5 028	52 792	1,3%	10 231
2027	2 964	1 314	74 127	13,8%	8261	5 196	53 832	2,0%	17 229
2028	3 557	1 713	80 866	9,1%	9117	5 340	54 984	2,1%	22 105
2029	4 149	2 129	86 145	6,5%	10233	5 476	56 400	2,6%	24 987
2030	4 742	2 557	88 708	3,0%	10822	5 548	57 431	1,8%	26 002
2035	8 267	4 588	109 111		15544	5 481	53 519		45 528
2040	11 792	8 797	139 189		19 854	5 953	54 707		70 582

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

Tabela 23 – Cenário Inferior Conservador

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT*
							GWh	tvh	GWh
2024	949	375	49 558	1,8%	4363	4 663	49 858	-0,7%	0
2025	1 423	428	51 571	4,1%	5766	4 693	50 498	1,3%	0
2026	1 897	718	55 984	8,6%	6426	4 745	50 815	0,6%	3 487
2027	2 371	1 017	59 369	6,0%	6945	4 788	51 204	0,8%	6 008
2028	2 846	1 330	62 832	5,8%	7327	4 830	51 557	0,7%	8 778
2029	3 320	1 654	66 470	5,8%	7831	4 877	51 968	0,8%	11 547
2030	3 794	1 988	69 733	4,9%	8101	4 909	52 225	0,5%	14 316
2035	6 614	3 585	87 733		14261	4 750	47 859		30 363
2040	9 434	7 732	109 191		19 880	4 915	46 952		47 275

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

¹¹ Taxa de variação homóloga

¹² Taxa de variação homóloga

Tabela 24 – Cenário Superior Ambição – Teste de Stress

Ano	Novas Poupanças acumuladas GWh	Veículos elétricos GWh	Consumo Total no Continente GWh tvh ¹³		Autoconsumo GWh	Perdas GWh	Consumo referido à produção líquida		
							Consumo excluindo energia dedicada ao H2 em circulação na RNT		Energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT* GWh
							GWh	tvh	
2024	1 186	465	50 872	3,1%	4570	4 777	51 079	0,5%	0
2025	1 778	568	54 301	6,7%	5203	4 946	53 059	3,9%	985
2026	2 371	935	65 162	20,0%	5699	5 178	54 409	2,5%	10 231
2027	2 964	1 314	74 127	13,8%	6195	5 405	56 107	3,1%	17 229

(*) Produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores. Dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

A trajetória Teste de Stress (ver secção 6), em que se assume o sistema existente e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê que inicie a sua construção até final de 2023, tem por base um cenário de evolução da capacidade instalada da produção distribuída diferente do cenário Ambição da oferta e, portanto, tem implícito um cenário de autoconsumo distinto.

5. Outros pressupostos

Os cenários de preços dos combustíveis são enquadrados em função da informação relativa aos preços de importação dos combustíveis recolhidos diretamente dos operadores de mercado em Portugal para efeitos da elaboração da “Fatura Energética” e fornecimento de informação à Agência Internacional de Energia.

5.1. Preços dos combustíveis

Tabela 25 – Previsão de evolução dos preços dos principais combustíveis

	PETRÓLEO ¹⁴ USD ₂₀₂₂ /bbl	GÁS NATURAL ¹⁵ CIF RNTIAT USD ₂₀₂₂ /MBtu
2024	76	12,9
2025	80	10,8
2026	85	10,8
2027	89	10,9
2028	93	11,0
2029	98	11,1
2030	106	11,2
2035	111	10,9
2040	115	10,9

¹³ Taxa de variação homóloga

¹⁴ Com base na tendência de evolução prevista do preço no *Stated Policies Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no World Energy Outlook 2022. Preços revistos para preços de 2022 com base no índice de preços no consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE.

¹⁵ Na fronteira Portugal-Espanha para o GN e à entrada do terminal de Sines para o GNL

5.2. Preços das Licenças de CO₂

Os preços das licenças de CO₂ para o período 2024-2029 foram calculados com base nas cotações do ECX – European Climate Exchange ICE – Intercontinental Exchange EUA - European Union Allowance Emissions Futures, valores para dezembro (valores a preços correntes, disponíveis no dia 23 de maio de 2023) e apresentados na Tabela 26.

Tabela 26 – Preço das licenças de CO₂ – Cotação do ECX ICE EUA Emissions Futures

	Unid.	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Preço	€/t	89,38	93,42	97,41	101,16	104,76	108,26

No horizonte 2040 assumiu-se o valor do *Stated Policies Scenario - European Union* da Agência Internacional de Energia, publicado no *World Energy Outlook 2022*, de 98 USD₂₀₂₁/t, convertido para euros com base na cotação média euro/dólar verificada em 2021.

Todos estes valores foram revistos para preços de 2022 e, de seguida, os valores para os anos intermédios foram obtidos por interpolação linear.

Tabela 27 – Previsão de evolução do preço das licenças de CO₂

	Unid.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Preço	€ ₂₀₂₂ /t	78.8	80.3	81.5	82.5	83.2	83.8	84.1	85.8	87.4

5.3. Tributação do gás utilizado nas centrais termoelétricas

Para efeitos dos pressupostos que servem de base ao RMSA-E, tomou-se ainda em consideração a evolução das taxas de Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) aplicadas ao gás natural para produção de eletricidade indicadas na Tabela 28, determinadas de acordo com o artigo 245.º da Lei n.º 24-D/2022. De notar que, no caso do gás natural, não se aplica a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO₂, em virtude dos grandes centros eletroprodutores serem abrangidos pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE).

Tabela 28 – Taxa de ISP a aplicar ao gás natural para produção de eletricidade

	ISP OE 2023 (€/GJ)	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
≥ 2024	0,307	50%	0,15

6. Análises e Indicadores

No RMSA-E 2023 serão analisadas três trajetórias, duas das quais incluem análises de sensibilidade à procura, como descrito de seguida:

- Trajetória Conservadora - assumindo o cenário central Conservador da procura e o cenário Conservador da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; é efetuada ainda para esta trajetória uma sensibilidade à procura, assumindo o cenário inferior Conservador;
- Trajetória Ambição - assumindo o cenário central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029; são efetuadas ainda para esta trajetória as seguintes análises de sensibilidade:
 - a) à procura, em todos os horizontes, assumindo o cenário superior Ambição;
 - b) à procura Superior Ambição, em 2030, com 2GW do consumo de grandes consumidores industriais;
- Teste de Stress – assumindo o cenário superior Ambição - Teste de Stress da procura e, do lado da oferta, o sistema existente, incluindo o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de março de 2024 (de acordo com a data estabelecida no CAE), e a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê que inicie a sua construção até 31 de dezembro de 2023;

A figura seguinte ilustra a relação entre a oferta e a procura para cada uma destas análises:

Figura 2 – Relação entre a oferta e a procura nas análises efetuadas

Cenários de Oferta	Cenários de Procura				
	Inferior Conservador	Central Conservador	Central Ambição	Superior Ambição	Superior Ambição Teste de Stress
Conservador	Sensibilidade	Trajetoária Conservadora (*)			
Ambição			Trajetoária Ambição	Sensibilidade (**)	
Teste de Stress					Teste de Stress

(*) Será realizada uma análise de sensibilidade à oferta de eletricidade, em 2025 e 2030, considerando uma evolução da capacidade eólica e solar mais reduzida que a evolução do cenário Conservador.

(**) Em 2030 será realizada uma análise de sensibilidade adicional à procura com 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP.

Será analisado como indicador o LOLE (*Loss of Load Expectation*), recorrendo-se ao modelo PS-MORA¹⁶. Para que seja garantida a segurança de abastecimento, considera-se que o LOLE deverá ser menor ou igual a 5 horas.

Nas simulações considera-se 10% da NTC (*Net Transfer Capacity*), que representa a capacidade comercial de troca nas interligações (10% da NTC para definição da constituição de uma *pool* de reserva no âmbito do MIBEL - Mercado Ibérico da Energia Elétrica).

¹⁶ À data da elaboração do cálculo do *Value of Lost Load* (VoLL) e do *Cost of New Entry* (CONE) o Estado Membro Português determinará um novo padrão de segurança de abastecimento de acordo com o n.º 3 do artigo 25.º do Regulamento (UE) 2019/943.



ANEXOS

ANEXO 2

CENÁRIOS DE PREVISÃO DA PROCURA DE
ELECTRICIDADE PARA O PERÍODO 2023-2040

REN 

Índice

1.	Introdução e Objetivo	7
2.	Análise da Procura de Eletricidade	11
2.1	Procura Anual	12
2.2	Consumo Final por Sectores	16
2.2.1	Sector da Indústria e Agricultura	18
2.2.2	Sector Terciário	20
2.2.3	Sector Residencial	23
3.	Cenarização e Vetores de Mudança	25
4.	Metodologia de Previsão	29
4.1	Previsão de Curto Prazo	30
4.2	Previsão de Longo Prazo	31
4.2.1	Modelos estruturais	33
4.2.2	Modelos econométricos estimados	34
4.2.3	Evolução dos coeficientes das variáveis económicas	36
5.	Cenários Macroeconómicos	38
6.	Novas Medidas de Eficiência Energética	41
7.	Mobilidade Eléctrica	43
8.	Produção de Hidrogénio Verde	50
9.	Outros Grandes Consumos	52
10.	Previsão do Consumo Final de Eletricidade	54
11.	Autoconsumo	56
12.	Fator de Perdas nas Redes	60
13.	Previsão do Consumo de Eletricidade Referido à Produção Líquida	62
14.	Síntese dos Resultados Obtidos	64
15.	Comparação com Previsões de Estudos Anteriores	67

Índice de Figuras

Figura 1- Evolução do consumo final e do consumo referido à produção líquida. Período 1980-2022.....	12
Figura 2 – Evolução anual das taxas de crescimento da procura de eletricidade e do PIB em volume. Período 2000-2022	13
Figura 3 – Evolução anual da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2000-2022...14	
Figura 4 – Evolução anual da procura total de eletricidade per capita. Período 2000-2022.....	14
Figura 5 – Evolução da intensidade do consumo de eletricidade no PIB (preços de 2010), corrigido da paridade do poder de compra (UE27=1), em Portugal Continental e Espanha Peninsular. Período 2000-2022	15
Figura 6 – Evolução do consumo de eletricidade per capita em Portugal Continental e Espanha Peninsular. Período 2000-2022	15
Figura 7 – Evolução do consumo final de eletricidade por sectores. Período 1980-2022.....	16
Figura 8 – Repartição do consumo final de eletricidade por sectores. Período 1980-2022.....	18
Figura 9 – Evolução do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura. Período 1980- 2022	19
Figura 10 – Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura, do respetivo VAB e do PIB. Período 1980-2022.....	19
Figura 11 – Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura. Período 1980-2022	20
Figura 12 – Evolução do consumo final de eletricidade no sector Terciário. Período 1980-2022.....	21
Figura 13 – Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade no sector Terciário, do respetivo VAB e do PIB. Período 1980-2022.....	21
Figura 14 – Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário. Período 1980- 2022	22
Figura 15 – Evolução do consumo final de eletricidade no sector Residencial. Período 1980-2022.....	23
Figura 16 – Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade do sector Residencial, do RDBF e do PIB. Período 1980-2022.....	23
Figura 17 – Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Residencial. Período 1980-2022.....	24

Figura 18 – Evolução do número de consumidores e do consumo por consumidor do sector Residencial. Período 1980-2021	25
Figura 19 – Macrotendências e fatores de incerteza no longo prazo	26
Figura 20 – Caracterização dos diferentes cenários	29
Figura 21 – Etapas da previsão de curto prazo.....	31
Figura 22 – Etapas da previsão de longo prazo em cada cenário/visão	32
Figura 23 – Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector da Indústria e Agricultura	34
Figura 24 – Evolução das componentes do modelo estrutural da procura de eletricidade do sector Terciário.....	35
Figura 25 – Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector Residencial.....	36
Figura 26 – Evolução dos coeficientes das variáveis económicas	37
Figura 27 – Evolução prevista para o PIB - Cenários DGEG 2023-2040	40
Figura 28 – Evolução prevista para o RDBF – com base nos Cenários do PIB DGEG 2023-2040	40
Figura 29 – Evolução prevista para o VAB da Agricultura, Indústria e Construção – com base nos Cenários do PIB da DGEG 2023-2040	40
Figura 30 – Evolução prevista para o VAB dos Serviços – com base nos Cenários do PIB da DGEG 2023- 2040	41
Figura 31 – Evolução prevista das poupanças de eletricidade anuais incrementais - Cenários DGEG.....	42
Figura 32 – Evolução prevista das poupanças de eletricidade acumuladas - Cenários DGEG.....	43
Figura 33 – Impacto acumulado das poupanças no consumo final de eletricidade previsto.....	43
Figura 34 – Evolução do parque dos BEV e PHEV em Portugal. Período 2015-2022.....	44
Figura 35 – Peso nas vendas totais de veículos dos BEV e PHEV em Portugal (ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias, pesados de passageiros e pesados de mercadorias).....	44
Figura 36 – Quota de mercado das vendas dos VE em 2022, em alguns países	45
Figura 37 – Evolução prevista do número de VE - Cenários DGEG	46
Figura 38 – Evolução prevista do consumo final de eletricidade dos VE - Cenários DGEG	48
Figura 39 – Impacto do consumo dos VE no consumo final de eletricidade previsto	49

Figura 40 – Consumo final de eletricidade dos VE no Mundo e peso dos VE no consumo de eletricidade por país/região (2022 e previsão 2030) (Global EV Outlook 2023 - AIE) (inclui todos os segmentos)	49
Figura 41 – Capacidade instalada de consumo de eletricidade de eletrolisadores – Cenários DGEG.....	51
Figura 42 – Evolução prevista do consumo final de eletricidade dos eletrolisadores para produção de H ₂ verde - Cenários DGEG	51
Figura 43 – Impacto acumulado previsto da produção de H ₂ verde sobre o consumo final de eletricidade.....	52
Figura 44 – Capacidade instalada de outros grandes consumos – Cenários DGEG.....	53
Figura 45 – Evolução prevista do consumo final de eletricidade dos outros grandes consumos - Cenários DGEG.....	53
Figura 46 – Impacto acumulado previsto dos datacenters e outros grandes projetos sobre o consumo final de eletricidade.....	54
Figura 47 – Cenários de evolução prevista do consumo final de eletricidade. Período 2023-2040.....	54
Figura 48 – Cenários de evolução prevista do consumo final de eletricidade por setores. Período 2023-2040.....	55
Figura 49 – Evolução prevista do autoconsumo - Cenários DGEG.....	60
Figura 50 – Evolução do fator de perdas total e individual das redes de transporte e distribuição em Portugal Continental. Período 2003-2022.....	61
Figura 51 – Evolução prevista do fator de perdas total das redes de transporte e distribuição.....	61
Figura 52 – Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida. Período 2023-2040.....	62
Figura 53 – Efeito dos distintos vetores na previsão do consumo referido à produção líquida, excluído da energia dedicada à produção de H ₂ em circulação na RNT – contributos em cada período...65	
Figura 54 – Evolução anual prevista da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2023-2040.....	66
Figura 55 – Evolução anual prevista da procura total de eletricidade per capita. Período 2023-2040.....	67
Figura 56 – Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida. RMSA-E23 vs RMSA-E22.....	68

Figura 57 – Cenários de evolução prevista do consumo final de eletricidade dos VE. RMSA-E23 vs RMSA-E22	69
Figura 58 – Cenários de evolução prevista das poupanças de eletricidade acumuladas. RMSA-E23 vs RMSA-E22	70
Figura 59 – Cenários de evolução prevista do consumo de eletricidade das unidades de produção de H2. RMSA-E23 vs RMSA-E22	70
Figura 60 – Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida dos outros grandes consumos. RMSA-E23 vs RMSA-E22	72
Figura 61 – Cenários de evolução prevista do autoconsumo. RMSA-E23 vs RMSA-E22	72
Figura 62 – Cenários de evolução do PIB. RMSA-E23 vs RMSA-E22	73

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Taxas médias de crescimento anual da procura de eletricidade	12
Tabela 2 – Taxas médias de crescimento anual do consumo final de eletricidade por sectores	17
Tabela 3 – Taxas médias de crescimento anual da procura de eletricidade	56
Tabela 4 – Taxas médias de crescimento anual previstas do consumo de eletricidade referido à produção líquida, excluído da energia dedicada ao H ₂ em circulação na RNT. Período 2023-2040	64
Tabela 5 – Taxas médias de crescimento anual previstas da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2023-2040	66
Tabela 6 – Taxas médias de crescimento anual previstas da procura total de eletricidade per capita. Período 2023-2040	67

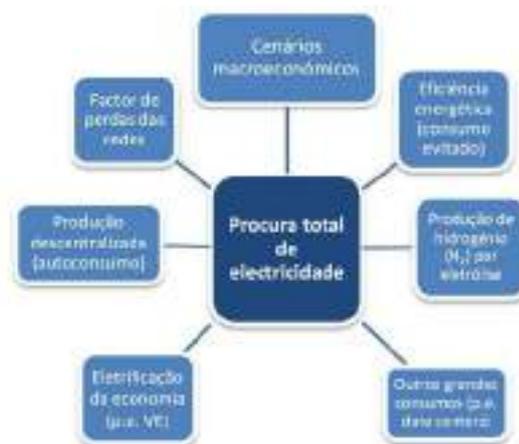
1. Introdução e Objetivo

O presente Anexo tem por objetivo apresentar os cenários de previsão da procura de eletricidade no período 2023-2040, para Portugal Continental, traduzida em termos de consumo final e consumo referido à produção líquida (abastecido pelas redes públicas).

O consumo final de eletricidade engloba toda a energia elétrica efetivamente consumida pelos diversos agentes em Portugal Continental e inclui não só a eletricidade fornecida através da rede pública como também os denominados autoconsumos – produção particular de eletricidade para abastecimento próprio. O consumo referido à produção líquida é o consumo realmente relevante para efeitos dos estudos de segurança de abastecimento, sendo no longo prazo determinado com base na seguinte expressão:

$$\text{Consumo referido à produção líquida} = \text{Consumo final} - \text{Autoconsumo} + \text{Perdas de transporte e distribuição}$$

O esquema seguinte sintetiza os vetores principais que estão na base das previsões da procura de eletricidade, sendo que os cenários desenvolvidos assentam na combinação de diferentes perspetivas de evolução destes vetores.



Num trabalho de cenarização desta natureza, a incerteza está sempre presente pelo que a construção de possíveis cenários, suficientemente contrastantes, permite enquadrar os diferentes desafios a enfrentar. O exercício de cenarização dos consumos de eletricidade revela-se, portanto, uma tarefa de extrema complexidade com base em variados vetores económicos, sociais, tecnológicos, ambientais e políticos que impactam direta e indiretamente na sua evolução, muitas vezes com sinais contraditórios.

A evolução para um sistema energético integrado, envolvendo todos os diferentes vetores energéticos, infraestruturas e sectores de consumo, é considerada pela União Europeia (UE) como a via para uma descarbonização efetiva, economicamente acessível e significativa da economia europeia. Nesse contexto, acelerar a eletrificação do consumo de energia a partir de um sistema eletroprodutor baseado em FER (Fontes de Energias Renováveis), dar prioridade à eficiência energética e promover a utilização de combustíveis renováveis e hipocarbónicos, incluindo hidrogénio (H₂), nos setores de difícil descarbonização são medidas que a UE tende a dinamizar.

Neste sentido, os desafios são muitos na prossecução de uma economia com menor intensidade carbónica no consumo de energia. Os compromissos assumidos por Portugal para atingir a neutralidade carbónica em 2050 estão refletidos no Roteiro para a Neutralidade Carbónica e no Plano Nacional Energia-Clima 2030 (PNEC).

O PNEC, atualmente em revisão¹, expõe um conjunto de medidas e linhas de ação no sentido da maior eletrificação da economia nos sectores residencial, serviços e indústria.

“A transição energética em Portugal passará indiscutivelmente pelo reforço das energias renováveis através do incremento da eletrificação e do desenvolvimento de um sistema com base em gases renováveis (seja hidrogénio renovável ou biometano)”

“No setor residencial, pretende-se reforçar o conforto térmico das habitações no aquecimento e no arrefecimento, privilegiando as soluções passivas de isolamento, proteção solar e ventilação, e prosseguindo-se com a tendência de eletrificação do setor e aproveitamento de fontes renováveis de energia.”

“No sector dos serviços, deverá ser explorado o potencial que ainda existe para aumentar a eletrificação dos consumos, e será primordial aumentar a eficiência energética dos equipamentos instalados e a utilização de fontes de energia renovável.”

Ainda de acordo com o PNEC, “no setor dos edifícios de habitação e de serviços, e em complemento com outras soluções eficientes, as bombas de calor apresentam-se como uma das formas mais eficientes para o aquecimento e arrefecimento, com energia de origem renovável, contribuindo para o aumento do conforto e para o reforço da eletrificação dos consumos”. Neste sentido, são apresentadas algumas medidas de ação para promover a utilização eficiente de energias renováveis nos sistemas de aquecimento e arrefecimento, nomeadamente através do incentivo à substituição de sistemas de produção de calor e frio obsoletos, por sistemas mais eficientes e com recurso a energias renováveis, e da eletrificação do aquecimento e arrefecimento através da promoção de aquisição e utilização de bombas de calor para AQS (Água Quente Sanitária) e aquecimento e arrefecimento de ar ambiente em edifícios.

Por falta de dados concretos, nomeadamente da penetração de bombas de calor no futuro, neste exercício de cenarização não é estudada em profundidade essa vertente.

Não obstante, sendo que as medidas de ação referidas terão efeitos crescentes a médio/longo prazo, a lacuna agora identificada será colmatada em próximos exercícios logo que a informação sobre a sua quantificação seja conhecida. Assim, neste exercício, no campo da eletrificação da economia, é dada primazia aos efeitos da penetração dos veículos elétricos, quer 100% elétricos com bateria (BEV – *Battery Electric Vehicle*), quer híbridos plug-in (PHEV – *Plug-in Electric Hybrid Vehicle*), conforme descrito nos pressupostos da DGEG.

As metas atualmente em vigor para a redução das emissões nos veículos ligeiros e pesados, tem conduzido os construtores a programas de forte aceleração do desenvolvimento de motorizações eletrificadas, sejam PHEV, 100% elétricas (BEV) ou, num futuro mais distante, do ponto de vista do incremento da penetração no mercado, a células de combustível (alimentados com hidrogénio).

No âmbito da Eficiência Energética, o conjunto de reformas apresentadas no Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) constitui um pacote ambicioso de ações com uma aposta alicerçada em investimentos e reformas que permitirão obter importantes resultados, destacando-se a requalificação de edifícios para aumento da eficiência energética.

¹ PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030 (PNEC 2030) | Atualização/Revisão (de acordo com o definido no artigo 14º do Regulamento (UE) 2018/1999, de 11 de dezembro) | Versão *draft* | Portugal, junho de 2023

Para além disso, a ELPRE - Estratégia de Longo Prazo para apoiar a Renovação, até 2050, do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, para o converter num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, e a respetiva ligação ao cumprimento dos objetivos europeus de eficiência energética e da redução da emissão de gases com efeito de estufa (GEE), responde à necessidade identificada no PNEC de promover a renovação de edifícios, contribuindo para um aumento da eficiência energética do parque edificado.

As medidas constantes desta estratégia compreendem a intervenção nas envolventes dos edifícios, a substituição dos sistemas existentes por sistemas mais eficientes, a promoção de energias renováveis e a adoção de soluções técnicas quando adequadas à prática do objetivo da renovação energética dos edifícios abrangidos.

Assim, e à semelhança do exercício anterior, são incorporadas as perspetivas de evolução das poupanças de eletricidade previstas, decorrentes de medidas conducentes a uma maior eficiência energética nos edifícios dos setores Residencial e dos Serviços, alicerçadas no PRR e na ELPRE para os horizontes 2030 e 2040.

Relativamente à vertente energética do hidrogénio, de acordo com o PNEC o desenvolvimento da cadeia de valor do hidrogénio renovável terá um papel muito relevante no país, ultrapassando a expectativa definida na Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H₂), aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2020, de 14 de agosto de 2020. Em particular, emergem soluções que permitem a produção direta de hidrogénio renovável com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável (e.g. solar, eólica), assim como a produção direta de hidrogénio a alta pressão, simplificando o seu uso na mobilidade.

O PNEC propõe um conjunto de medidas de ação e metas de incorporação nos vários setores da economia, tendo como objetivo principal introduzir um elemento de incentivo e estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada.

Assim, não obstante toda a incerteza relativamente ao desenvolvimento deste pilar, considera-se no exercício de previsão da procura de eletricidade o impacto decorrente da evolução futura prevista da potência instalada de eletrolisadores, com grande ênfase na produção de eletricidade dedicada ao abastecimento destes eletrolisadores. De acordo com os pressupostos da DGEG, toda a produção de eletricidade dedicada (eólica e solar) para abastecimento dos eletrolisadores irá circular na Rede Nacional de Transporte (RNT).

À semelhança do exercício de previsão anterior, e atendendo ao peso que poderão ter no consumo de eletricidade, também se considera o impacto na procura de eletricidade decorrente de outros projetos de elevado consumo, previstos entrar em exploração no período analisado e com ligação à RESP.

Face ao anteriormente exposto, quer no que respeita à eletrificação da economia e à eficiência energética, quer à vertente dos gases renováveis e outros grandes consumos, foram então construídos quatro cenários de evolução da procura de eletricidade que assentam na combinação de diferentes perspetivas de evolução dos vetores descritos enquadradas em dois eixos fundamentais, “Velocidade da Descarbonização” e “Crescimento Económico”.

Como ponto de partida as previsões configuram três hipóteses de evolução da atividade económica:

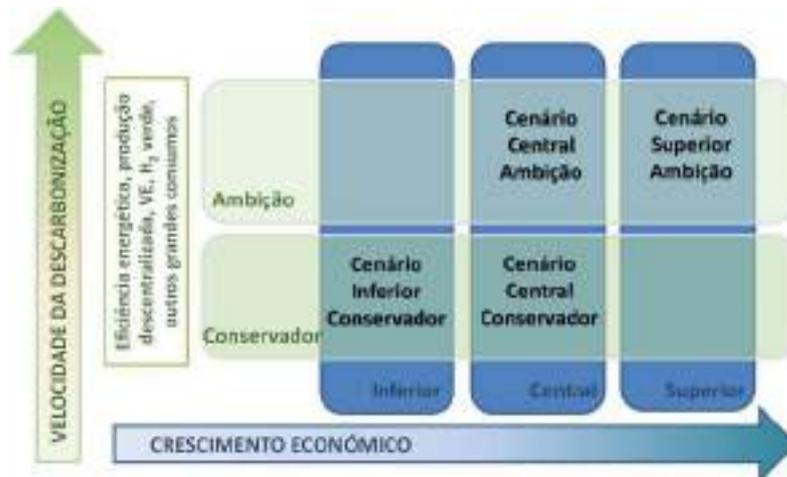
- ✓ Cenário Superior - com condições mais favoráveis de crescimento económico;
- ✓ Cenário Central - com condições mais moderadas de crescimento económico;
- ✓ Cenário Inferior - com condições menos favoráveis de crescimento económico

Quanto à evolução da produção descentralizada, da eficiência energética, da penetração dos veículos elétricos, da capacidade instalada de eletrolisadores e da capacidade instalada de outros grandes consumos são assumidos dois cenários:

- ✓ Cenário Conservador – mais moderado no que respeita aos objetivos de política energética a atingir, cimentado numa velocidade de descarbonização menos ambiciosa
- ✓ Cenário Ambição – como o próprio nome indica, mais ambicioso nas metas a alcançar, apoiado numa velocidade de descarbonização intensa

Em suma, e face ao explicitado, este trabalho de cenarização assenta nos seguintes cenários de previsão da procura:

- **Cenário Central Conservador:** combinação do cenário macroeconómico Central e do cenário Conservador das outras vertentes;
- **Cenário Central Ambição:** combinação do cenário macroeconómico Central e do cenário Ambição das outras vertentes;
- **Cenário Superior Ambição:** combinação do cenário macroeconómico Superior e do cenário Ambição das outras vertentes;
- **Cenário Inferior Conservador:** combinação do cenário macroeconómico Inferior e do cenário Conservador das outras vertentes.



Importa referir que nos estudos de monitorização da segurança de abastecimento é efetuado um Teste de Stress de adequação do sistema eletroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário da procura Superior Ambição, tendo por base o sistema eletroprodutor existente, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo, considerando ainda a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável (alinhado com a evolução definida para o cenário Ambição) e apenas acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2023. Nesta análise a composição prevista do sistema eletroprodutor assenta, portanto, num pressuposto de evolução da produção descentralizada diferente do

considerado nos cenários Ambição e Conservador da oferta e, conseqüentemente, num cenário de evolução do autoconsumo distinto.

O horizonte temporal considerado para o Teste de Stress são os próximos cinco anos (2024-2028), uma vez que não se considera útil e expectável que o incremento da oferta se mantenha imutável nos próximos 20 anos.

Por conseguinte, para efeitos da análise da trajetória Teste Stress, é criado um cenário da procura sobre o cenário Superior Ambição baseado numa outra hipótese de evolução do autoconsumo da produção descentralizada, como explicitado na secção 10.

Todos os cenários apresentados neste estudo são elaborados com base na seguinte informação, da responsabilidade da DGEG:

- ❖ Cenários macroeconómicos: evolução do PIB (Produto Interno Bruto)
- ❖ Cenário de evolução das poupanças anuais associadas a novas medidas de eficiência energética
- ❖ Cenários de evolução do número de VE totalmente elétricos e híbridos *plug-in* (ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias, pesados de passageiros, pesados de mercadorias e navios fluviais de passageiros)
- ❖ Cenário de evolução dos km/ano percorridos em média pelos VE ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias, pesados de passageiros e pesados de mercadorias.
- ❖ Consumo de eletricidade previsto por navio fluvial de passageiros
- ❖ Para o ano de 2022 (ano base), estimativas do autoconsumo das grandes instalações e estimativas da produção e potência de ligação da mini/microprodução, Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC)
- ❖ Cenários de evolução da potência instalada da cogeração e das outras grandes instalações, bem como da potência de ligação da produção descentralizada utilizados na construção dos cenários de evolução do autoconsumo
- ❖ Cenários de evolução da potência instalada em eletrolisadores e outros grandes projetos com ligação à RESP, bem como a percentagem de consumo respetiva que se perspectiva venha a ser abastecida pela RESP

2. Análise da Procura de Eletricidade

Neste estudo, a procura de eletricidade é representada em termos de consumo final, consumo referido à produção líquida e procura total. Utiliza-se o termo “referido à produção líquida” para definir a eletricidade entregue nas redes públicas, não incluindo, portanto, o autoconsumo (consumo diretamente abastecido por produção própria). O consumo final* de eletricidade resulta do consumo referido à produção total líquida de todo o sistema, deduzido das perdas nas redes de transporte e distribuição e acrescido do montante de autoconsumo. A procura total corresponde ao consumo referido à produção líquida acrescido do autoconsumo, sendo o conceito utilizado no cálculo dos indicadores energéticos.

Consumo final = Consumo referido à produção líquida – Perdas das redes de transporte e distribuição + Autoconsumo*

(1)

Procura total = Consumo referido à produção líquida + Autoconsumo

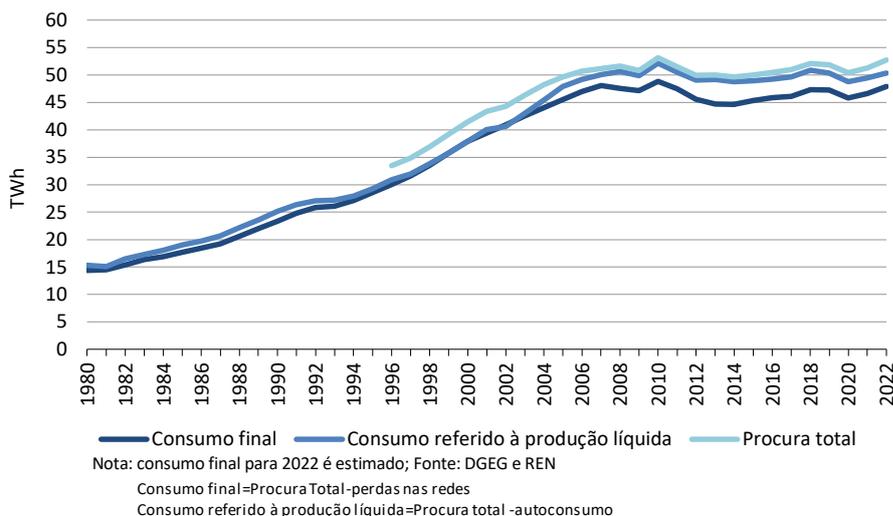
(2)

* corresponde ao somatório do consumo de energia elétrica por sector de atividade no Continente

2.1 Procura Anual

A Figura 1 mostra a evolução da procura anual nas últimas quatro décadas. Até 2008 a procura de eletricidade teve um percurso sempre ascendente, mas após este ano verificou-se uma desaceleração clara na tendência de crescimento da procura em resultado, especialmente, da crise económica e de consequentes alterações e ajustamentos na estrutura produtiva da economia, com impacto significativo na vertente energética, mas também da adoção de medidas de eficiência energética assentes quer em programas estruturados e promovidos pelas autoridades oficiais, quer pela mudança intrínseca de comportamento dos consumidores, cada vez mais atentos a esta realidade. Em 2020 fica evidenciada a redução da procura pelo efeito da crise de saúde pública protagonizada pela Covid-19, seguida de uma recuperação em 2021 e 2022. O valor mais elevado da procura ocorreu no ano de 2010.

FIGURA 1- EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL E DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA. PERÍODO 1980-2022



De realçar o aumento das perdas nas redes (ocorrido do lado da distribuição) entre 2012 e 2015 observado pelo maior diferencial entre a procura total e o consumo final.

No período ilustrado, a taxa média de crescimento anual (tmca) do consumo final e do consumo referido à produção líquida foi de cerca de 2,9%. Contudo, é possível distinguir períodos de elevado crescimento com outros, mais recentes, de uma evolução praticamente estagnada ou mesmo negativa.

TABELA 1 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA DE ELECTRICIDADE

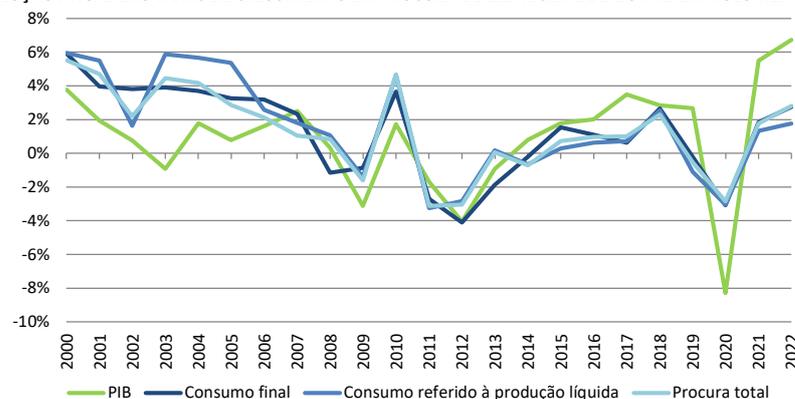
Período	Consumo final	Consumo referido à produção líquida	Procura total
1980-2022	2,9%	2,9%	-
1980-1990	5,0%	5,1%	-
1990-2000	5,0%	4,2%	-

2000-2010	2,6%	3,2%	2,5%
2010-2020	-0,6%	-0,7%	-0,5%
2012-2022	0,5%	0,3%	0,5%
2017-2022	0,8%	0,3%	0,7%

Em 2009, e pela primeira vez desde 1981, o consumo referido à produção líquida decresceu (cerca de 1,4% a que corresponde 711 GWh). Em 2011, e em resultado do agravamento da situação económica de Portugal, o consumo referido à produção líquida registou a maior queda de que há registo, com um valor de -3,3% traduzido em -1 700 GWh face ao ano anterior. O ano de 2012 também foi caracterizado por uma redução significativa, quer no consumo referido à produção líquida (-2,9%), quer no consumo final que atingiu um decréscimo recorde (-4,1%). Mais recentemente, o ano de 2020 ficou pautado por um decréscimo no consumo referido à produção líquida (-3,0%) e no consumo final (-3,1%) devido aos efeitos da pandemia da Covid-19.

A Figura 2 ilustra a evolução das taxas de crescimento anual da procura de eletricidade e do PIB desde 2000.

FIGURA 2 – EVOLUÇÃO ANUAL DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DA PROCURA DE ELETRICIDADE E DO PIB EM VOLUME. PERÍODO 2000-2022



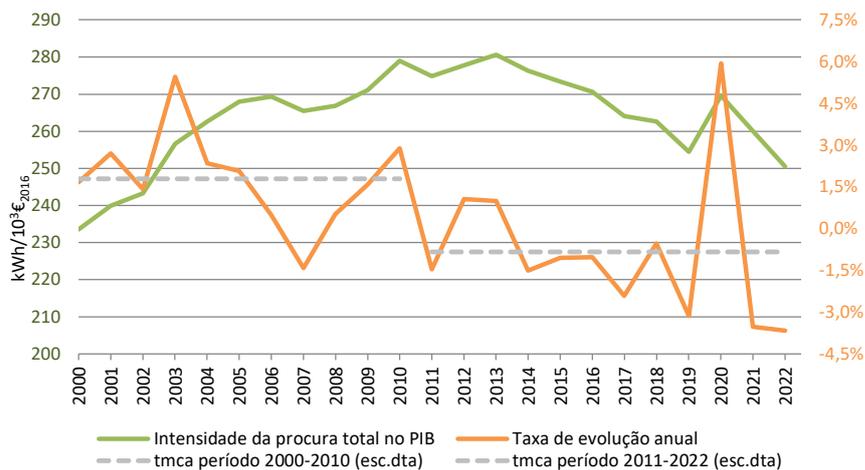
Como já referido, o ano de 2020 revelou-se bastante singular devido à pandemia, sendo caracterizado por um decréscimo da procura de cerca de 3,0%, ainda assim bastante inferior ao impacto no PIB (-8,3%). Se não se considerar este ano, destaca-se o período 2014-2022 com uma procura de eletricidade a apresentar sistematicamente um crescimento inferior ao registado no PIB, ao contrário do observado até então na maior parte dos anos. Em 2022 o consumo de eletricidade continuou a recuperação iniciada em 2021, mas, ainda assim, teve um crescimento inferior ao do PIB.

No período representado, o PIB cresceu, em média, cerca de 0,8% ao ano, resultado da sequência de períodos de crescimento e de redução, e em particular do efeito na atividade económica resultante da crise de saúde pública. No último quinquénio a atividade económica teve um desempenho mais favorável, mesmo com os anos atípicos da pandemia, atingindo, em termos médios, um crescimento de 1,7% ao ano. Apesar desta perceptível tendência de recuperação da economia, a procura de eletricidade tem revelado um ritmo de crescimento mais lento, não tendo ainda sido alcançado o valor de 2010.

A elasticidade da procura de eletricidade em relação ao PIB tem vindo a reduzir-se significativamente o que poderá indiciar que outros fatores para além da atividade económica, nomeadamente a eficiência energética, passaram a ter um impacto significativo na procura de eletricidade.

A Figura 3 permite analisar a evolução da intensidade da procura de eletricidade no PIB e as respetivas taxas de crescimento anual no período 2000-2022. Conclui-se que a partir de 2013 a intensidade da procura total de eletricidade por unidade monetária do PIB inverteu a tendência de crescimento, com exceção do ano de 2020, em virtude da procura de eletricidade nos últimos anos ter crescido a um ritmo inferior ao do PIB.

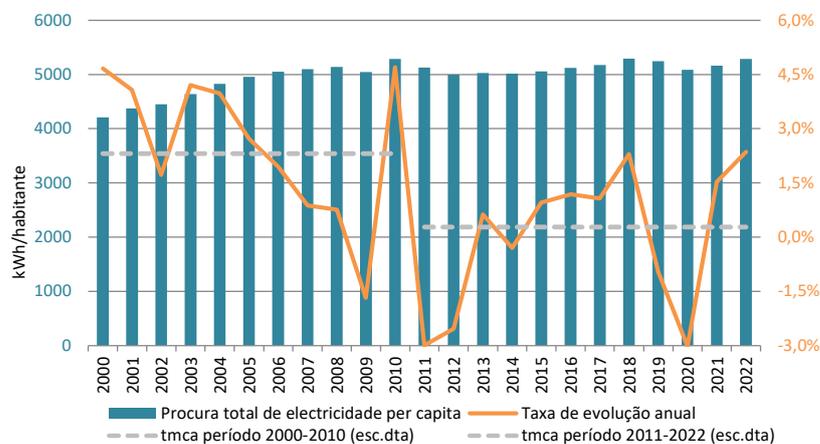
FIGURA 3 – EVOLUÇÃO ANUAL DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2000-2022



No intervalo de tempo analisado, destacam-se os anos de 2003 e 2020, com taxas de crescimento da intensidade bastante elevadas motivada pela evolução negativa da economia nesse ano, e os anos de 2007, 2011, 2014 a 2019 e 2021 a 2022, com taxas de evolução negativas. Na primeira década este indicador teve uma taxa média de crescimento anual de 1,8% em contraste com uma taxa média anual de -0,8% no período 2011-2022, caracterizado por níveis de atividade económica e de consumo de eletricidade bastante inferiores aos do período anterior. Durante o período representado a intensidade cresceu 7,3%, mas de salientar um decréscimo de 5,1% nos últimos cinco anos.

Relativamente à procura total de eletricidade per capita em Portugal Continental, o período 2000-2006 evidencia um crescimento significativo, seguido de um período com menores taxas de evolução, negativas em alguns anos devido à crise económica, tendo estabilizado até 2014 em torno de 5 000 kWh/habitante. A partir deste ano é visível um pendor crescente interrompido em 2019 e 2020.

FIGURA 4 – EVOLUÇÃO ANUAL DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE PER CAPITA. PERÍODO 2000-2022



A taxa média de crescimento anual deste indicador foi de 2,3% no período 2000-2010 em comparação com uma taxa de 0,3% no período 2011-2022. No período em análise, a procura de eletricidade per capita em Portugal Continental cresceu 25,7%, embora no último quinquénio tenha crescido apenas 2,1%.

Comparação com os indicadores económico-energéticos de Espanha

Por questões de comparação com os indicadores de Espanha, os valores apresentados nas figuras seguintes foram calculados com base no consumo referido à produção líquida em vez da procura total, uma vez que não foi possível obter o autoconsumo para este país.

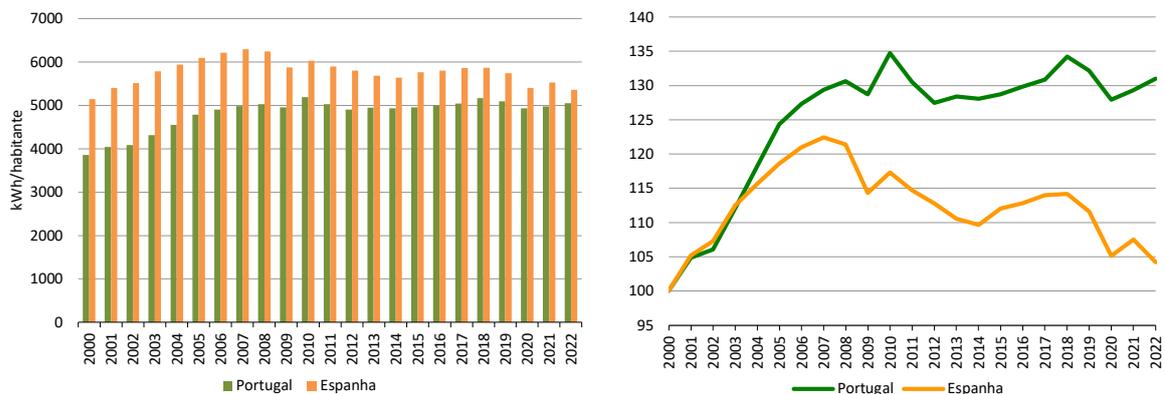
Comparativamente a Espanha, a intensidade do consumo de eletricidade no PIB de Portugal, corrigido da paridade dos poderes de compra, superou a de Espanha a partir de 2009.

FIGURA 5 – EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO DE ELETRICIDADE NO PIB (PREÇOS DE 2010), CORRIGIDO DA PARIDADE DO PODER DE COMPRA (UE27=1), EM PORTUGAL CONTINENTAL E ESPANHA PENINSULAR. PERÍODO 2000-2022



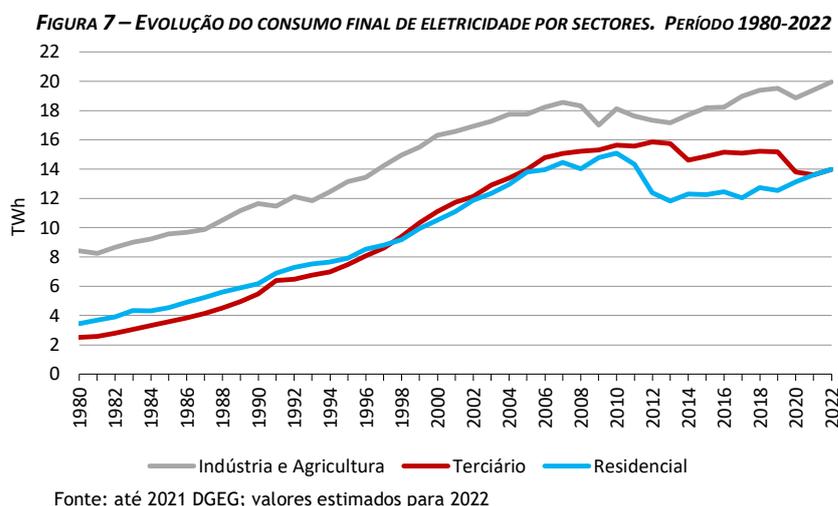
Em contraste, o consumo de eletricidade per capita em Portugal continua inferior ao de Espanha, apesar de no período em análise ter crescido a taxas superiores em quase todos os anos. Em 2000 correspondia a 75% do consumo de eletricidade per capita de Espanha, percentagem que evoluiu para 94% em 2022.

FIGURA 6 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE PER CAPITA EM PORTUGAL CONTINENTAL E ESPANHA PENINSULAR. PERÍODO 2000-2022



2.2 Consumo Final por Sectores

De seguida apresenta-se na Figura 7 a evolução do consumo final de eletricidade por sectores no período 1980-2022. Este consumo está dividido em três grandes grupos de consumidores: Indústria e Agricultura (incluindo a Construção); Terciário (incluindo os Transportes); Residencial.



O sector da Indústria e Agricultura representa o grupo de consumidores com o mais elevado nível de consumo, seguido do sector Terciário que devido ao seu elevado crescimento ultrapassou o consumo do sector Residencial no final da década de 90.

Até 2007 o consumo de eletricidade registou uma trajetória significativamente crescente em todos os sectores de consumo. A partir desse ano é bem evidente a inflexão na tendência de evolução do consumo final em todos os sectores, em especial no Residencial. Contudo, e excetuando o ano de 2020, nos últimos anos assistiu-se a uma recuperação em especial no sector da Indústria e em menor escala no sector Terciário. O consumo no sector Residencial tem-se mantido relativamente estável desde 2013, sendo, no entanto, de assinalar que, ao contrário dos outros setores, em 2020 teve um crescimento significativo devido ao confinamento e à obrigatoriedade do teletrabalho. As estimativas para 2022 apontam para a continuação da recuperação do consumo no sector da Indústria, para a estabilização do consumo no setor Terciário, bastante penalizado com a pandemia, e para a continuação do crescimento do consumo no setor Residencial.

De assinalar que o exercício de compilação das razões que estão na base do decréscimo dos consumos de eletricidade nos distintos sectores de consumo reveste-se de alguma complexidade pela falta de estudos específicos que corroborem as conclusões que se retiram da análise quer da realidade económica e social do país, quer da política energética. Contudo, e apesar das limitações, apresenta-se um conjunto de razões, entre outras, que pretendem explicar esse ritmo:

- crise económica e financeira que afetou Portugal a partir de 2008 conduziu a ajustamentos e correções de desequilíbrios macroeconómicos com impactos significativos no tecido produtivo da economia. Esta crise afetou todos os sectores de consumo, em particular o Terciário e o Residencial, este em consequência do impacto material de elevadas taxas de desemprego e diminuição de rendimentos. A aposta na Indústria de maior vertente exportadora conduziu a

variações no consumo de eletricidade neste sector não tão negativas como nos outros sectores (ver Tabela 2);

- fraco desempenho da economia, em combinação com um elevado endividamento das empresas e famílias, reduziu a capacidade de investir das empresas e das famílias tornando mais lenta a recuperação do investimento produtivo de alto potencial. Como fator catalisador do crescimento sustentável da atividade económica, níveis baixos de investimento tiveram e terão no futuro impacto significativo no consumo de eletricidade em todos os sectores de consumo;
- com a conseqüente muito lenta convergência para os níveis médios de rendimento da UE, agravada pelos desequilíbrios orçamentais que conduzem a níveis muito elevados de dívida pública, toda a economia está sujeita a grandes pressões, também pelas razões acima apresentadas, com conseqüências inevitáveis ao nível dos consumos de energia;
- crise de saúde pública protagonizada pela Covid-19, que apesar da sua natureza conjuntural terá impactos duradouros na atividade económica e na estrutura dos consumos de eletricidade nos próximos anos;
- maior preocupação com a eficiência energética materializada pela promoção de medidas de eficiência energética apoiadas em programas estruturados, difundidos por entidades oficiais (p.e. medidas no âmbito do Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) e no âmbito dos Planos de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC));
- alteração de comportamentos dos consumidores induzida, não só por programas do tipo acima referidos, mas também por razões económicas e, em menor escala, por preocupações ambientais. Adicionalmente, também se revestem de relevância os incrementos de eficiência decorrentes da evolução tecnológica dos equipamentos, cada vez mais eficientes, mais acessíveis e a menor custo. Ao nível da alteração do comportamento dos consumidores provavelmente o impacto é superior no consumo de eletricidade do sector Residencial e Terciário (pequenos consumidores), já que os grandes consumidores, seguramente, delimitam os seus custos energéticos com base em princípios de racionalidade económica, pese embora possam, igualmente, aderir a programas de medidas específicas de eficiência energética.

A Tabela 2 mostra as taxas médias de crescimento anual do consumo final de eletricidade de vários períodos. Entre 1980 e 2022 o consumo de eletricidade do sector Terciário mais do que quintuplicou o seu valor, tendo crescido, em média, 4,2% ao ano. Contudo, fruto das razões já apresentadas, houve um abrandamento considerável no seu ritmo de crescimento – no período 2012-2022 a evolução anual do consumo neste sector foi, em média, de -1,2%, assistindo-se a um agravamento no quinquénio 2017-2022 traduzido por uma taxa média de crescimento de -1,5% ao ano.

TABELA 2 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DO CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDADE POR SECTORES

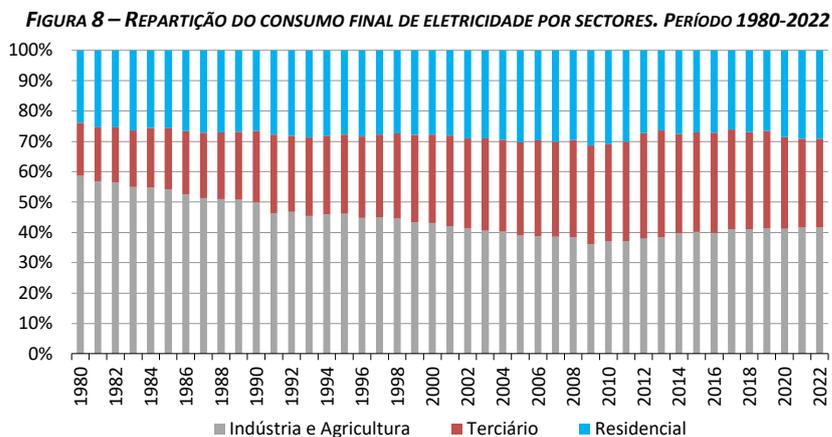
Período	Indústria e Agricultura	Terciário	Residencial
1980-2022	2,1%	4,2%	3,4%
1980-1990	3,3%	8,2%	6,1%
1990-2000	3,4%	7,3%	5,5%
2000-2010	1,1%	3,5%	3,7%
2010-2020	0,4%	-1,2%	-1,4%

2012-2022	1,4%	-1,2%	-1,2%
2017-2022	1,0%	-1,5%	3,0%

Quanto ao sector da Indústria e Agricultura, no período representado o consumo de eletricidade cresceu, em média, 2,1% ao ano. De realçar que as taxas médias de crescimento anual da última década e do último quinquénio foram superiores às do sector Terciário, consequência de uma maior aposta na Indústria, principalmente de maior vocação exportadora com base de crescimento alicerçada na diversidade dos mercados externos, numa maior inovação industrial e elevada qualidade.

Finalmente, o consumo do sector Residencial decresceu na última década com uma taxa de evolução anual negativa de 1,2%. Todavia, e à semelhança da Indústria, também nos últimos anos se observou alguma retoma, embora a um ritmo inferior à dos outros sectores se expurgado do efeito do ano de 2020. No período 2017-2022 a taxa de crescimento média anual foi de 3,0%.

A evolução do peso do consumo de eletricidade de cada sector em relação ao consumo final total é perceptível pela análise da Figura 8.



Ao longo do período em análise continua evidente o maior peso do consumo de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura que, tendo perdido peso no total do consumo final de eletricidade, nos últimos anos recuperou ligeiramente para cerca de 42%. Por outro lado, o crescimento da importância do sector Terciário no consumo final é bastante notório, materializado na evolução do seu peso no consumo final total de 17% em 1980 para 29% em 2022. Com uma tendência mais estável surge o sector Residencial que evoluiu de um peso de 24% em 1980 para 29% em 2022.

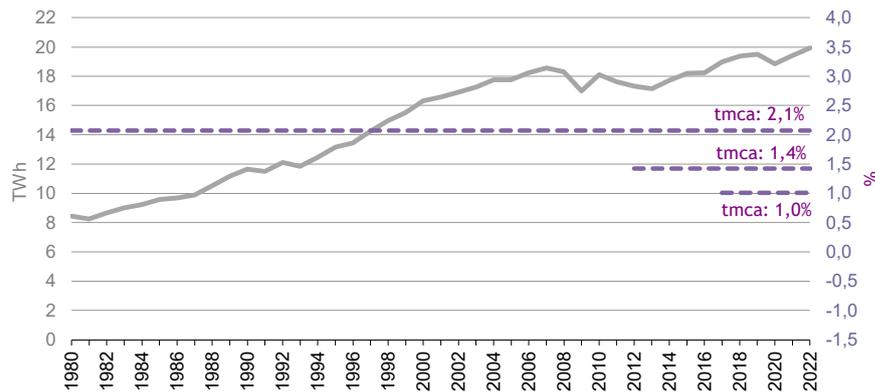
De seguida faz-se uma análise mais detalhada da evolução do consumo de eletricidade em cada sector.

2.2.1 Sector da Indústria e Agricultura

A Figura 9 mostra que no período 1980-2022 o consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura mais do que duplicou. Contudo, e tal como já referido anteriormente, na última década o consumo de eletricidade neste sector reduziu-se consequência dos problemas estruturais da economia e dos ajustamentos verificados no tecido produtivo.

De qualquer forma é de assinalar que o consumo de eletricidade verificado em 2019 foi o valor mais elevado de sempre (não contabilizando o ano de 2022 pois é uma estimativa), sinal de uma melhoria no desempenho económico deste sector que começa a apostar nas indústrias de vertente exportadora apoiadas na diversidade dos mercados externos, em alguns segmentos fora da zona euro. No ano de 2020 a crise de saúde pública mundial resultou num efeito negativo sobre o consumo deste setor, embora não tão relevante como no setor Terciário.

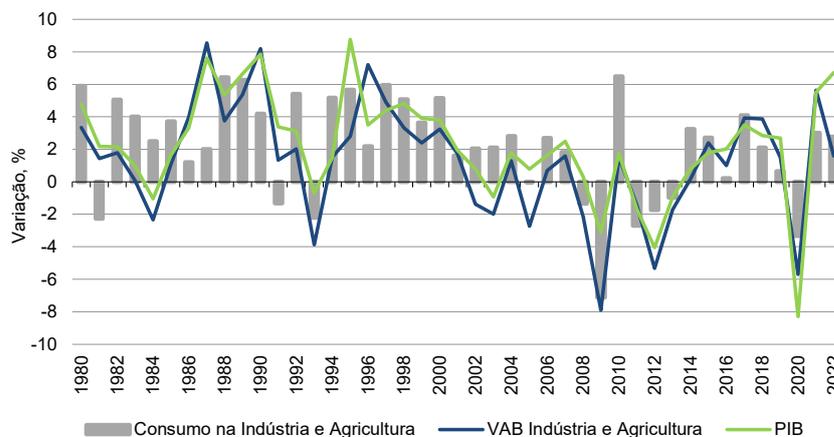
FIGURA 9 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA. PERÍODO 1980-2022



Fonte: até 2021 DGEG; valores estimados para 2022

Com efeito, a Figura 10 permite concluir que ao longo do período 1980-2022 as taxas de crescimento anual do consumo de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura variaram bastante, embora com uma tendência relativamente estável até 2000. É de realçar que as taxas de evolução negativas do consumo que se registaram em alguns anos são coincidentes com períodos de menor crescimento da economia portuguesa. De 1997 em diante, o crescimento do Valor Acrescentado Bruto (VAB) da Indústria e Agricultura foi sempre inferior ao crescimento do consumo de eletricidade neste sector, à exceção dos anos de 2011, 2016, 2018, 2019 e 2021, embora o diferencial entre as taxas de variação anual tenha vindo a decrescer no último quinquénio.

FIGURA 10 – EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA, DO RESPECTIVO VAB E DO PIB. PERÍODO 1980-2022



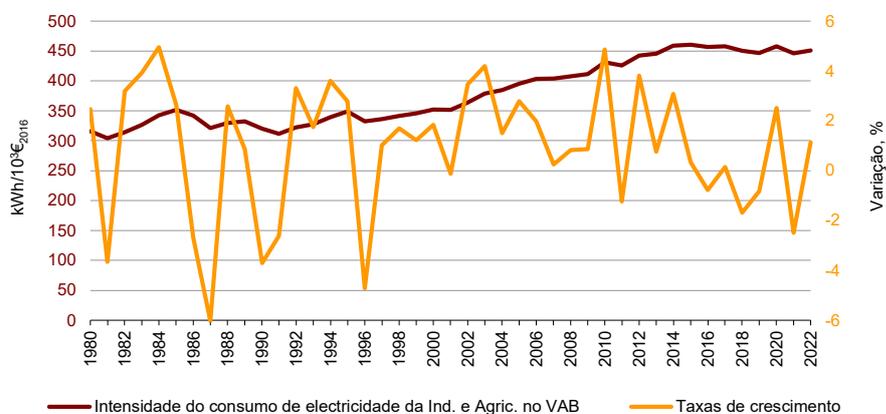
No período em análise, o VAB no sector Indústria e Agricultura cresceu 66% enquanto o respetivo consumo final de eletricidade cresceu 137%. Em termos médios, o VAB deste sector cresceu cerca de

1,2% ao ano e o consumo de eletricidade 2,1%. O diferencial de crescimento entre o consumo de eletricidade e o VAB inverteu-se no último quinquénio, com um crescimento do respetivo VAB de 1,3% ao ano, em termos médios, face a um crescimento médio de 1,0% ao ano do consumo de eletricidade.

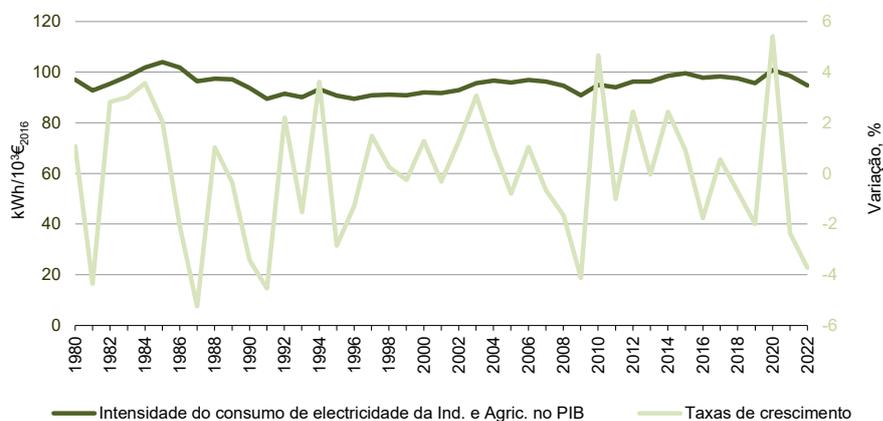
A evolução da intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no respetivo VAB tem mostrado uma tendência crescente ao longo do tempo, embora seja possível identificar um período - entre 1980 e 1995 - de evolução estável e um período mais recente (desde 2014) de evolução decrescente. No período 1980-2022, a intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no respetivo VAB cresceu em média cerca de 0,9% ao ano, enquanto o período 2017-2022 foi caracterizado, em termos médios, por uma taxa de variação negativa de 0,3% ao ano.

FIGURA 11 – EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA. PERÍODO 1980-2022

Em relação ao VAB sectorial



Em relação ao PIB



Comparativamente, a intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no PIB tem-se mantido bastante estável. Entre 1980 e 2022 este indicador é caracterizado, em média, por uma variação média ligeiramente negativa de 0,1% ao ano, enquanto no período 2017-2022 se traduz numa taxa de variação anual, em média, de -0,7%.

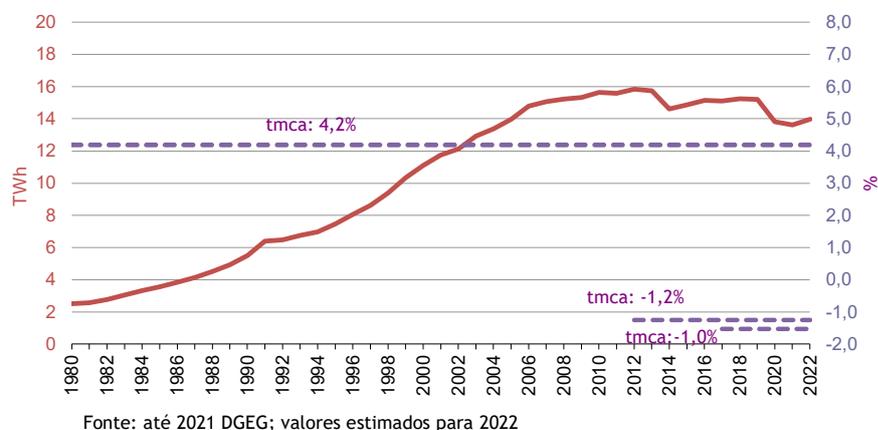
2.2.2 Sector Terciário

Pela análise da Figura 12 é perceptível que o crescimento do consumo final de eletricidade no sector Terciário foi até ao ano de 2006 exponencial. Este comportamento de elevado dinamismo é explicado

pelo fenómeno de “terciarização” da economia portuguesa, em sintonia com a tendência observada noutros países. Contudo, a partir daquele ano o consumo deste sector praticamente estabilizou, tendência que se manteve, com algumas oscilações, no decurso da crise económica e financeira que atravessou o país. Em 2020 o setor foi fortemente afetado pela pandemia da Covid-19, resultando num decréscimo assinalável no consumo de eletricidade.

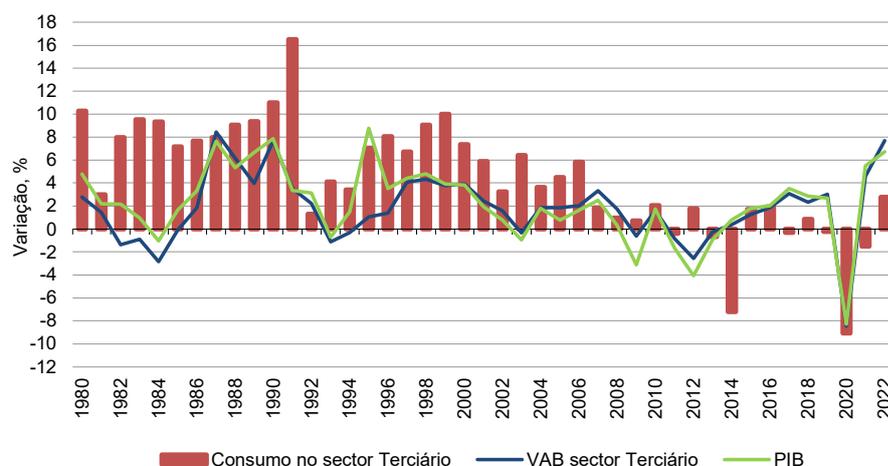
De assinalar a diferença entre as taxas médias de crescimento anual dos diferentes períodos representados, sendo que períodos mais recentes apresentam taxas médias claramente inferiores. As razões prendem-se, quer com a crise económica e financeira após 2008, e consequentes ajustamentos macroeconómicos, quer com a implementação de medidas de eficiência energética e, ainda nos últimos anos, com os impactos da crise provocada pela Covid-19.

FIGURA 12 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR TERCIÁRIO. PERÍODO 1980-2022



A Figura 13 permite concluir que apesar das elevadas taxas de crescimento anual do consumo de eletricidade deste sector, ainda assim é perceptível uma tendência decrescente nessas taxas de evolução, observável a partir de 1999.

FIGURA 13 – EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR TERCIÁRIO, DO RESPECTIVO VAB E DO PIB. PERÍODO 1980-2022



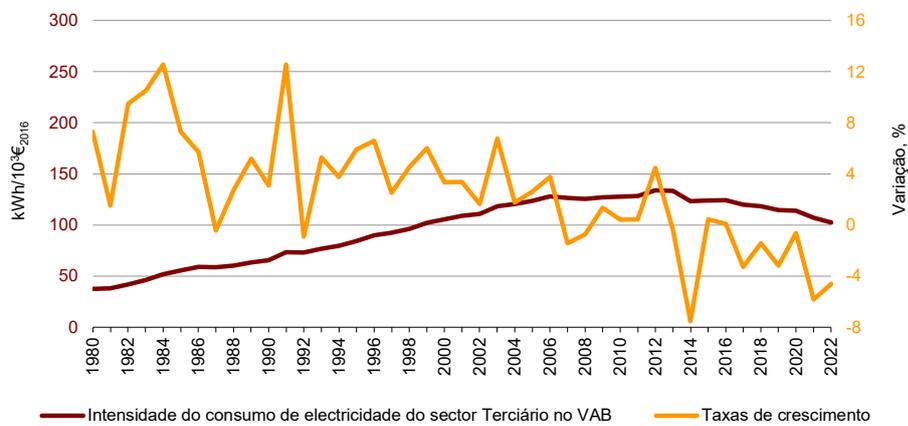
Ao longo deste período, o consumo final de eletricidade neste sector cresceu em média cerca de 4,2% ao ano enquanto o respetivo VAB cresceu apenas 1,7% ao ano. No período 2012-2022, para além de

se ter assistido a uma redução do diferencial de crescimento entre o consumo de eletricidade e o VAB, em média o VAB do sector cresceu mais do que o respetivo consumo de eletricidade, sinal de algum desacoplamento do consumo de eletricidade do sector em relação a esta variável económica.

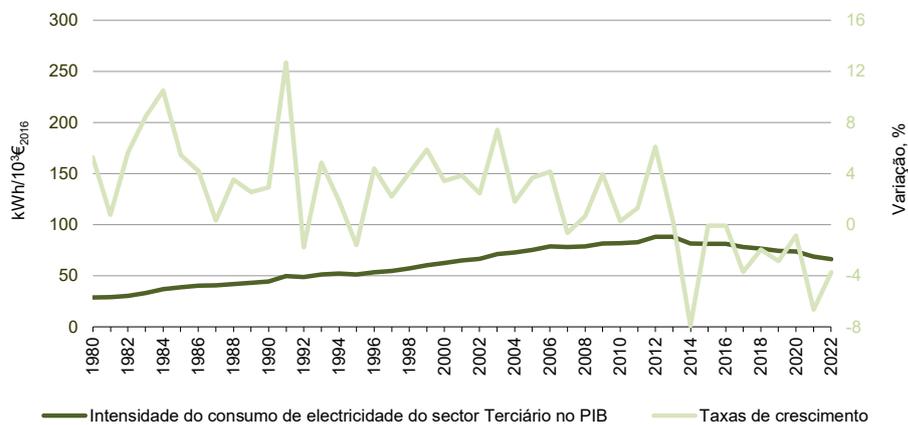
Por fim, a evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no respetivo VAB foi crescente até 2006 como se pode observar pela Figura 14. A partir deste ano verificou-se um assinalável abrandamento na sua evolução, patente pelo pendor decrescente de evolução das suas taxas de crescimento, ao contrário do que aconteceu no setor da Indústria e Agricultura. Entre 2006 e 2011 este indicador estabilizou em torno de 128 kWh/10³€₂₀₁₆. No período 1980-2022, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no respetivo VAB cresceu em média cerca de 2,4% ao ano, face a um decréscimo de 3,2% ao ano no último quinquénio.

FIGURA 14 – EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR TERCIÁRIO. PERÍODO 1980-2022

Em relação ao VAB sectorial



Em relação ao PIB

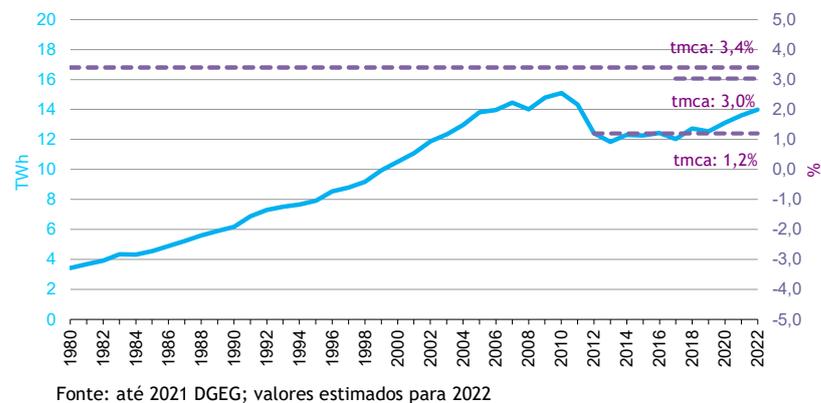


Comparativamente, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no PIB apesar de ter crescido menos no período em análise, também mostra evidência de um decréscimo das taxas de crescimento nos últimos anos.

2.2.3 Sector Residencial

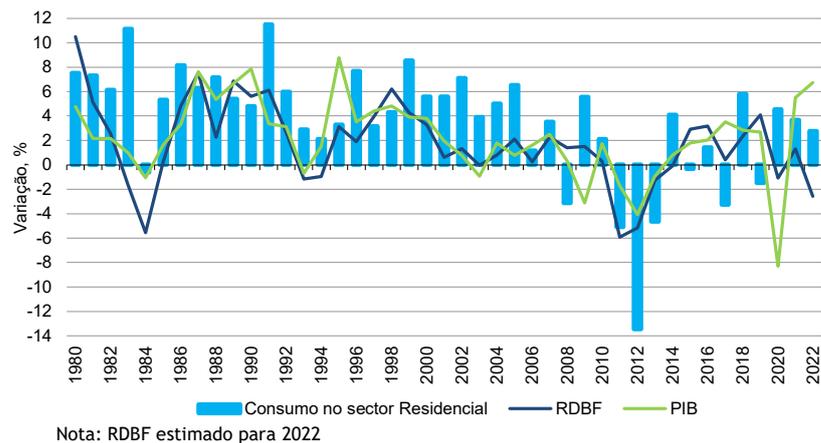
Ao longo do período 1980-2022, o consumo final de eletricidade no sector Residencial cresceu em média cerca de 3,4%. No entanto, é evidente um maior impacto da crise económica e financeira neste setor após 2010, mas também, com carácter relevante, o impacto da implementação de medidas de eficiência energética e, certamente, da alteração de comportamento dos consumidores. O consumo no ano de 2020 cresceu significativamente devido ao impacto do confinamento obrigatório decorrente da pandemia. No ano de 2021 o consumo neste sector cresceu 3,7%, em 2022 mantém-se a tendência crescente, mas a um ritmo menos elevado.

FIGURA 15 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR RESIDENCIAL. PERÍODO 1980-2022



Comparando a evolução do consumo final de eletricidade no sector Residencial com a evolução do Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF) observa-se na Figura 16 que o consumo apresentou, em termos globais, taxas de crescimento mais elevadas do que o RDBF, pelo menos até 2007.

FIGURA 16 – EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR RESIDENCIAL, DO RDBF E DO PIB. PERÍODO 1980-2022

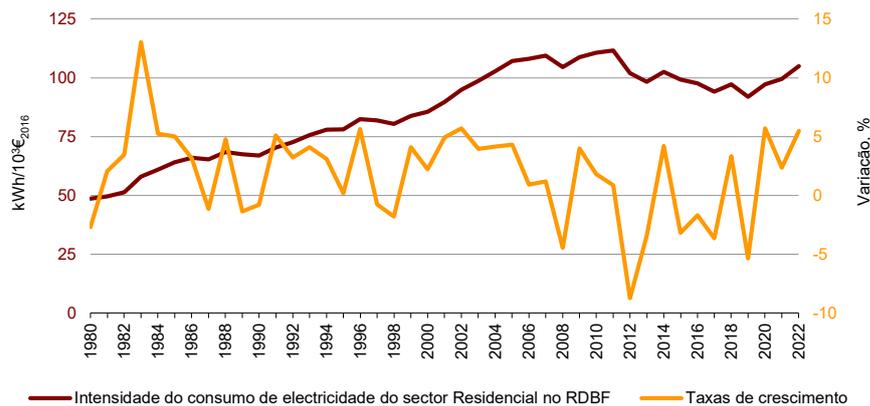


A partir de 2008 o sector residencial registou vários anos com taxas de evolução anual do consumo de eletricidade negativas, com o valor mínimo a ocorrer em 2012 com -13,5%. Salienta-se que mesmo em alguns anos em que o RDBF apresentou um desempenho positivo, o consumo de eletricidade deste sector registou taxas de evolução negativas.

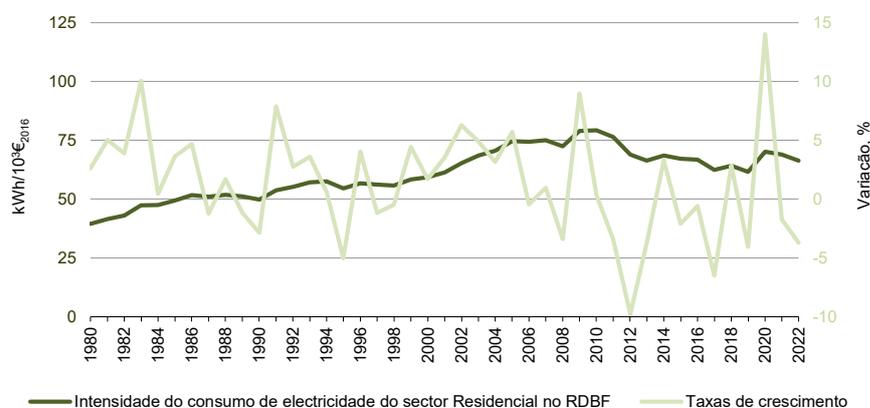
Em virtude do referido, a Figura 17 permite distinguir dois períodos com uma diferente dinâmica: entre 1980 e 2005 a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Residencial por unidade de rendimento disponível seguiu uma tendência de crescimento expressiva, com um crescimento implícito de 3,2% ao ano, em termos médios, embora em termos anuais seja de assinalar alguma variabilidade nas taxas de crescimento; após 2005 assistiu-se à inflexão daquela tendência com taxas de evolução negativas em vários anos.

FIGURA 17 – EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR RESIDENCIAL. PERÍODO 1980-2022

Em relação ao RDBF



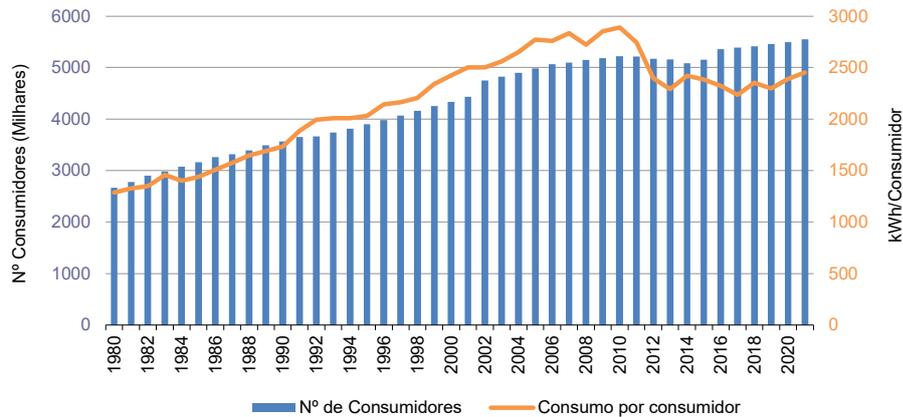
Em relação ao PIB



Em comparação, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Residencial por unidade do PIB apesar de ter crescido menos no período em análise, mostra igualmente evidência de um decréscimo das taxas de crescimento nos últimos anos.

Adicionalmente, o comportamento do sector Residencial, no que respeita ao consumo final de eletricidade, pode ser igualmente analisado através do respetivo número de consumidores e do consumo por consumidor.

FIGURA 18 – EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CONSUMIDORES E DO CONSUMO POR CONSUMIDOR DO SECTOR RESIDENCIAL. PERÍODO 1980-2021



No período ilustrado, o número de consumidores apresentou um crescimento em torno de 1,8% ao ano, em termos médios. Este indicador mais do que duplicou em 40 anos, sendo que o ano de 2002 foi o que apresentou um maior crescimento no número de consumidores, com cerca de 7%. Entre 2011 e 2014 o nº de consumidores decresceu, mas iniciou uma recuperação visível a partir de 2016.

Relativamente ao consumo por consumidor do sector Residencial, o crescimento médio anual foi de cerca de 1,6% no período 1980-2021. Contudo, como seria expectável face à evolução do consumo deste sector, nos últimos dez anos a variação média deste indicador foi claramente negativa em torno -1,1% ao ano.

3. Cenarização e Vetores de Mudança

A integração de diferentes circunstâncias económicas, sociais, energéticas e tecnológicas deve permitir a construção de cenários suficientemente contrastantes, com diferentes dinâmicas e trajetórias, com o objetivo de enquadrar o que poderá ser o futuro do consumo de eletricidade no longo prazo. As macrotendências relevantes para um horizonte de estudo no longo prazo podem ser estruturadas em diferentes grupos, não independentes entre si, constituindo pilares fundamentais na determinação das tendências de evolução dos consumos de eletricidade, como mostra a Figura 19. De destacar, no entanto, que a incerteza está sempre presente e é bastante significativa quando se analisam macrotendências de futuro.

FIGURA 19 – MACROTENDÊNCIAS E FATORES DE INCERTEZA NO LONGO PRAZO



Todos estes temas se revestem de relevante importância para os consumos de electricidade, sendo, no entanto, possível destacar os seguintes:

- **crescimento económico:** a incerteza na evolução da economia e o ajustamento e correções dos desequilíbrios macroeconómicos que ainda persistem no tecido produtivo da economia tem impacto significativo nos consumos. O ritmo de redução da intensidade do consumo de electricidade por unidade de PIB depende do desempenho da economia e muito concretamente da dinamização do investimento produtivo de elevado valor acrescentado e do desenvolvimento de projetos inovadores.
O impacto económico da crise de saúde pública ainda se faz notar. A agravar esta situação, a escalada dos preços da energia para máximos históricos tem consequências graves em todos os sectores e apesar da adoção pelas autoridades de medidas económico/financeiras na tentativa de contenção dos danos causados em todos os sectores de atividade, esta crise energética vai ter impacto nos consumos de electricidade. Os próximos anos representam, portanto, um grande desafio, quer em termos energéticos, quer em termos económicos e sociais.
- **eficiência energética:** o reforço progressivo e aposta na eficiência energética por via da implementação/promoção de medidas e programas estruturados que promovam a introdução de equipamentos mais eficientes e incitem os consumidores a adotarem comportamentos mais eficientes também terá um papel muito relevante no consumo de electricidade. De referir, igualmente, que se tem vindo a assistir à introdução de equipamentos com classes de eficiência superiores e a confirmar uma mudança intrínseca de comportamento dos consumidores, mais atentos e informados sobre esta realidade, seja por razões económicas,

tecnológicas ou por razões ambientais. Contribui certamente para isso a crescente digitalização ao fomentar a conectividade e, conseqüentemente, alterações comportamentais. No sector industrial será de esperar a constante prossecução de sistemas de produção cada vez mais eficientes, com consumos energéticos inferiores e, conseqüente, impacto na competitividade.

O conjunto de reformas apresentadas do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) constitui um pacote ambicioso de ações com uma aposta na eficiência energética alicerçada em investimentos e reformas que permitirão obter importantes resultados, destacando-se a requalificação de edifícios para aumentar a eficiência energética.

Adicionalmente, a ELPRE responde à necessidade identificada no PNEC de promover a renovação de edifícios, contribuindo para um aumento da eficiência energética do parque edificado ao estabelecer uma estratégia de longo prazo para apoiar a renovação, até 2050, do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050 e um investimento total estimado na ordem dos 143 mil milhões de euros (4 950 M€/ano) até 2050. Por outro lado, o Decreto-Lei n.º 101-D/2020 – que se aplica à conceção e renovação de edifícios, estabelece os requisitos aplicáveis a edifícios para a melhoria do seu desempenho energético, regula o Sistema de Certificação Energética de Edifícios e define requisitos e regras (de instalação, manutenção, documentação de desempenho, avaliação periódica e monitorização dos consumos e inspeções periódicas) a cumprir pelos sistemas de climatização (aquecimento e arrefecimento) de espaços ou a ventilação dos edifícios abrangidos.

- eletrificação da economia - penetração dos veículos elétricos (VE): o uso do veículo elétrico será, certamente, cada vez mais massificado no futuro, originando consumos de eletricidade superiores. O veículo elétrico é uma solução de mobilidade em forte crescimento, assente em dois fatores essenciais: a evolução tecnológica ao nível das baterias, com tempos de carga menores, maior autonomia e preço cada vez mais competitivo. O ritmo de eletrificação do transporte individual (ligeiro de passageiros e ligeiros de mercadorias) também está intimamente ligado à evolução da atividade económica e do rendimento. Relativamente à eletrificação dos segmentos de pesados de transporte público e de transporte de mercadorias, de reuniões havidas com os principais *stakeholders* destes sectores reconhece-se haver algum potencial de evolução no longo prazo.

A “eletrificação da economia” induzida por razões de sustentabilidade e de política climático-energética, tema muito abordado nos fóruns da especialidade, estará, em parte, materializada pelo incremento da utilização dos VE. Neste estudo, no segmento dos veículos ligeiros, para além dos 100% elétricos com baterias, também são considerados os veículos híbridos *plug-in*. Como outras utilizações poder-se-á, p.e., no campo do aquecimento e arrefecimento de ar ambiente em edifícios assumir a utilização crescente no longo prazo de bombas de calor, equipamentos bastante eficientes, em substituição de caldeiras menos eficientes com outras fontes de energia. Esta vertente está assumida no PNEC e consubstancia um adicional de consumo assente na substituição de equipamentos que usam outras fontes de energia, nomeadamente combustíveis fósseis, por bombas de calor, mas ainda não foi possível incluir nos pressupostos em anexo ao RMSA-E23. Apenas está incluída a componente da eficiência energética por via da substituição de equipamentos obsoletos por outros mais eficientes, tal como definido na ELPRE. Espera-se que no próximo exercício de cenarização esse adicional de consumo de eletricidade decorrente da eletrificação dos setores de AQS e de aquecimento e

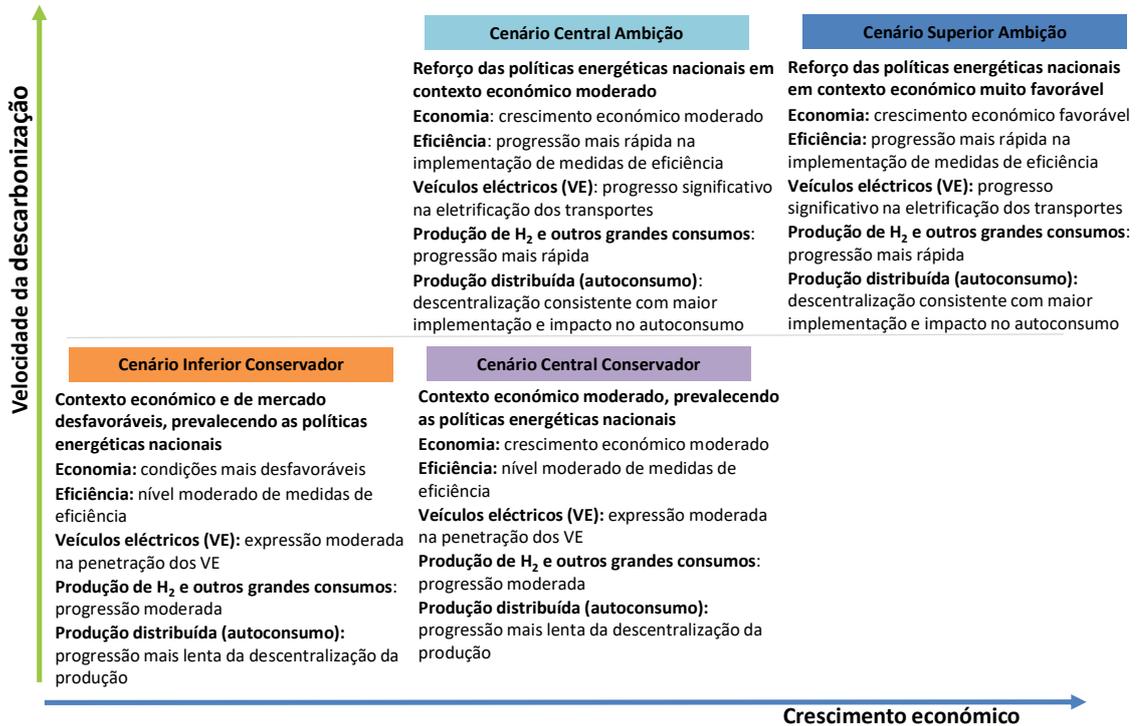
arrefecimento ambiente dos edifícios, através da utilização de bombas de calor, seja já considerado exogenamente nos pressupostos, à semelhança de outras vertentes;

- descentralização da produção: implementação gradual de soluções inteligentes aumenta a flexibilidade da procura por via da descentralização da produção. Parte desta produção poderá ser usada para autoconsumo o que reduz a energia que transita na rede pública, embora o n.º 2 do artigo 83.º do Decreto Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, disponha que se encontram igualmente abrangidas pelo conceito de proximidade as UPAC e a(s) Instalações elétricas de Utilização (IU) quando operem através da RESP em determinadas condições: no caso de UPAC ligadas às redes de distribuição de energia elétrica em BT, a IU e a UPAC não distem entre si mais de 2 km de distância geográfica ou, em alternativa, estejam ligadas ao mesmo posto de transformação; ou estejam ligadas na mesma subestação, no caso de UPAC ligadas à RND e à RNT, desde que não seja ultrapassada a distância geográfica entre as UPAC e as IU de 4 km no caso de ligação em MT, de 10 km nas ligações em AT e de 20 km nas ligações em MAT. De assinalar que o ritmo de crescimento da produção descentralizada está claramente associado à evolução da economia e do rendimento, pois o custo dos equipamentos de produção descentralizada, apesar da redução a que se assistiu nos últimos anos, ainda assim representa um investimento considerável.
- produção de hidrogénio verde por eletrólise e outros grandes consumos: a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica será efetuada quase na sua totalidade com recurso a produção de eletricidade dedicada que, de acordo com a informação obtida junto da equipa de simulação do PNEC, se considera será veiculada pela RNT devido à distância entre os locais de consumo e os locais de produção. Apenas uma pequena parte será abastecida por produção não dedicada, estando totalmente interligada com a RESP.
À semelhança do ocorrido no exercício de previsão anterior, também se considerou necessário incluir neste exercício de previsão o impacto previsto no consumo de eletricidade decorrente da entrada em exploração de outros grandes projetos, prevista para o período em análise e com parte da capacidade instalada ligada à RESP.

Aproveita-se ainda para salientar que com as previsões resultantes deste exercício não se pretende quantificar com extremo rigor os consumos de eletricidade no médio/longo prazo, mas sim apresentar um intervalo de evolução plausível para esses mesmos consumos, suficientemente contrastantes, que permita enquadrar os diferentes desafios a enfrentar.

Para o atual exercício de previsão, a Figura 20 sistematiza as diferentes combinações de perspetivas de evolução dos vetores acima descritos, assumidas na construção de cada cenário, tendo por base dois eixos: “Velocidade da Descarbonização” (eixo do y) e “Crescimento Económico” (eixo do x).

FIGURA 20 – CARACTERIZAÇÃO DOS DIFERENTES CENÁRIOS



Deste modo, foram desenvolvidos quatro cenários, localizados em diferentes quadrantes balizados pelos dois eixos considerados.

O eixo “Crescimento Económico” pressupõe um menor ou maior crescimento económico tendo por base diferentes níveis de integração da política energética europeia, com diferentes metas e objetivos a alcançar no longo prazo no que diz respeito a penetração de veículos elétricos e desenvolvimento da produção distribuída, alicerçados em diferentes mecanismos de incentivos financeiros à prossecução de tais objetivos. O nível de fundos europeus estará correlacionado positivamente com a inovação, investigação e desenvolvimento de novos projetos dinamizadores, sustentáveis e potenciadores do crescimento económico.

O eixo “Velocidade da Descarbonização” tem por base uma menor ou maior preocupação ambiental, promovendo eficiência energética e a integração de maiores volumes de energias renováveis e, conseqüentemente, uma mais rápida descarbonização da sociedade. Nos últimos anos as instituições europeias e nacionais têm tido um papel cada vez mais interventivo neste domínio. A questão que se coloca é se as atuais políticas energéticas se irão manter ou ser reforçadas através da fixação de objetivos mais ambiciosos rumo à descarbonização da economia e se isso acontecerá num forte ou fraco contexto de crescimento económico.

4. Metodologia de Previsão

A previsão do consumo de eletricidade referido à produção líquida baseia-se, no longo prazo, na previsão do consumo final de eletricidade por setores de consumo.

O consumo final de eletricidade engloba toda a energia elétrica efetivamente consumida pelos diversos agentes em Portugal Continental e inclui não só a eletricidade fornecida através da rede pública como também os denominados autoconsumos – produção particular de eletricidade para abastecimento próprio. Dado que a informação que é realmente relevante para efeitos de estudo da expansão do sistema electroprodutor é o consumo referido à produção líquida, é necessário converter a previsão do consumo final de eletricidade em consumo de eletricidade referido à produção líquida, através da seguinte expressão:

$$\text{Consumo referido à produção líquida} = \text{Consumo final} - \text{Autoconsumo} + \text{Perdas de transporte e distribuição} \quad (3)$$

A previsão do consumo final de eletricidade é elaborada para cada um destes três grandes setores de consumo: sector da Indústria e Agricultura, sector Terciário e sector Residencial. Esta previsão advém de modelos econométricos, tendo por base cenários de evolução macroeconómica em conformidade com a caracterização de cada cenário construído.

Na fase seguinte, e para todo o período de previsão, são então incluídos os efeitos previstos sobre o consumo final total de eletricidade

- da implementação de novas medidas de eficiência energética de acordo com as perspetivas de evolução deste vetor,
- da penetração esperada de VE no parque automóvel, nos segmentos de ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias, pesados de passageiros e pesados de mercadorias, também com base nas diferentes perspetivas de evolução futura associadas a cada cenário desenvolvido. No segmento dos ligeiros de passageiros são incluídos não apenas os VE totalmente elétricos a baterias, mas também os veículos híbridos *plug-in*. Para além dos VE rodoviários, também se considera o segmento da mobilidade fluvial para transporte de passageiros,
- da produção de hidrogénio verde decorrente da capacidade instalada em eletrolisadores
- e da instalação de capacidade para abastecimento de outros grandes consumidores.

A previsão do consumo final de eletricidade no curto prazo (a 1 ano) é calculada de forma diferente dos restantes anos de previsão como é explicitado a seguir.

4.1 Previsão de Curto Prazo

No curto prazo, o método de previsão do consumo de eletricidade referido à produção líquida assenta num modelo estrutural de base mensal, onde são introduzidas variáveis explicativas que determinam o efeito de calendário, o efeito da temperatura atmosférica e o efeito da atividade económica sobre o consumo de eletricidade.

Os modelos estruturais são modelos adaptativos que decompõem as variáveis a prever nas suas principais componentes: nível, tendência, sazonalidade e ciclo. Permitem avaliar a evolução de comportamento de cada uma destas componentes ao longo do período histórico e utilizar para previsão apenas a informação obtida nos períodos mais recentes.

Na Figura 21 apresentam-se as diferentes etapas deste processo de previsão.

FIGURA 21 – ETAPAS DA PREVISÃO DE CURTO PRAZO.



⁽¹⁾ HDD - Hot Degree Days; CDD – Cold Degree Days

O valor previsto do consumo referido à produção líquida para 2023 já incorpora os consumos verificados entre janeiro e julho de 2022, corrigidos de temperatura e número de dias úteis.

O conceito de consumo de eletricidade corrigido da temperatura e do número de dias úteis consiste na estimação do valor do consumo para uma situação sem desvios de temperatura e do número de dias úteis em relação aos respetivos valores médios. Esta correção resulta da verificação de que determinados desvios nestas duas variáveis, em relação ao que seria normal, dão origem a desvios no consumo de eletricidade. Por uma questão de precisão e coerência das previsões deste estudo, optou-se por tomar como base o consumo corrigido do efeito de temperatura e do número de dias úteis.

O consumo final de eletricidade para 2023, resulta do consumo de eletricidade referido à produção líquida deduzido das perdas esperadas da rede de transporte e distribuição, acrescido do montante do autoconsumo previsto.

4.2 Previsão de Longo Prazo

No longo prazo, o processo metodológico utilizado na elaboração dos cenários de evolução do consumo de eletricidade referido à produção líquida, em Portugal Continental, baseia-se na modelização do comportamento do consumo final de eletricidade nos diversos sectores de consumo de eletricidade.

A previsão do consumo final de eletricidade é elaborada a partir da análise individual de três grandes sectores: sector da Indústria e Agricultura, sector Terciário e sector Residencial. Foram testadas outras abordagens, com maior ou menor índice de agregação, tendo-se concluído que a divisão do consumo nestes sectores apresenta resultados mais consistentes.

Foram explorados diversos tipos de modelos, tendo sido desenvolvidos esforços no sentido da atualização das metodologias de previsão. São estimados diversos tipos de modelos, sendo escolhidos aqueles que permitem realizar previsões mais consentâneas com as expectativas de evolução da procura.

As diferentes etapas do processo de previsão no longo prazo, desde a seleção e estimação de modelos sectoriais de consumo final até à previsão do consumo referido à produção líquida encontram-se sistematizadas na Figura 22.

FIGURA 22 – ETAPAS DA PREVISÃO DE LONGO PRAZO EM CADA CENÁRIO/VISÃO



Em cada cenário as previsões realizadas utilizam como input

- as perspetivas de evolução macroeconómica no longo prazo, com identificação das variáveis relevantes para o crescimento económico em Portugal, numa cenarização que tem em conta o crescimento esperado da economia,
- o impacto da implementação futura de novas medidas de eficiência energética,
- a evolução prevista da penetração dos VE
- a evolução prevista da capacidade instalada em eletrolisadores para produção de hidrogénio verde
- a evolução prevista da capacidade instalada associada a projetos de grande consumo
- o progresso previsto no autoconsumo decorrente do avanço da produção descentralizada, para além das perspetivas de evolução do autoconsumo das grandes instalações.

As previsões da procura de eletricidade são desenvolvidas, considerando, em todos os anos do período de previsão, a hipótese de “temperatura média”, combinada com diferentes cenários de evolução dos inputs referidos.

Foram explorados diversos tipos de modelos, tendo sido desenvolvidos esforços no sentido da atualização das metodologias de previsão. À semelhança de anos anteriores, a metodologia que produziu melhores resultados foi a dos modelos estruturais, apresentando-se de seguida de forma mais detalhada as especificações estudadas e analisadas.

4.2.1 Modelos estruturais

Modelos estruturais univariados

Neste tipo de modelos uma série temporal pode ser decomposta em diversas componentes tipificadas: nível, tendência e sazonalidade. À exceção da componente de nível, as restantes componentes podem ou não estar presentes. Generalizando, o modelo estrutural básico pode ser definido como:

$$Y_t = \mu_t + \gamma_t + \varepsilon_t \quad (4)$$

em que

$$\mu_t = \beta_{t-1} + \eta_t \quad (5)$$

$$\beta_t = \beta_{t-1} + \xi_t \quad (6)$$

e

$$\gamma_t = -\sum_{j=1}^{s-1} \gamma_{t-j} + \omega_t \quad (7)$$

As equações (5), (6) e (7) correspondem às componentes estruturais nível, tendência, e sazonalidade, respetivamente. Os termos ε , η , ξ e ω definem perturbações aleatórias do tipo ruído branco, independentes entre si, com média nula e desvios padrão não necessariamente iguais entre si. Como extensão deste modelo básico é comum acrescentar a componente cíclica e/ou introduzir diferentes especificações para a componente de tendência.

A estimação destes modelos é feita com base no filtro de Kalman que consiste num método de estimação recursivo e que obriga à representação do modelo em termo de espaço de estados. Para mais detalhe sobre esta metodologia consultar Costa (1995) ou Harvey (1989).

As variáveis residuais são particularmente importantes, uma vez que são elas que definem o tipo de série que se está a modelizar. Se o desvio padrão de alguma das componentes aleatórias for nulo, isso indica que esta passa a não ter qualquer interferência na equação em questão e que, portanto, a componente a que pertence passa a ser do tipo determinístico. Um modelo estrutural pode variar tipologicamente entre um modelo puramente determinístico – em que todas as componentes aleatórias têm desvio padrão nulo - e um modelo totalmente estocástico – caso em que todas as perturbações aleatórias se caracterizam por um desvio padrão não nulo - denominando-se neste caso por um modelo de tendência localmente linear.

Neste tipo de modelos a previsão é baseada nas estimativas para cada uma das componentes – μ , β e γ - estimadas para a última observação da amostra.

Modelos estruturais com variáveis explicativas

Para explicar a evolução de uma determinada variável, se utilizarmos, para além das componentes estruturais, uma ou diversas variáveis explicativas temos uma extensão considerável quer da

metodologia de base quer da capacidade explicativa/preditiva desses mesmos modelos. Ao mesmo tempo, e dado que os coeficientes associados a cada uma das variáveis podem ser diferentes ao longo do tempo, sendo alvo de um tratamento idêntico ao das componentes estruturais, este tipo de abordagem pode ser considerado uma generalização do método OLS (*Ordinary Least Squares*, método dos mínimos quadrados ordinários). Outra vantagem face ao OLS é que não é necessário testar a ordem de integração das variáveis envolvidas. Se se partir de um modelo geral em que se admita a variabilidade temporal de todos os coeficientes e parâmetros não se corre o risco de obter regressões espúrias uma vez que tal só acontece quando se impõe ao modelo que alguns ou todos os componentes (nível, tendência, sazonalidade e coeficientes) sejam fixos ao longo da amostra quando a sua não imposição seria mais acertada.

4.2.2 Modelos econométricos estimados

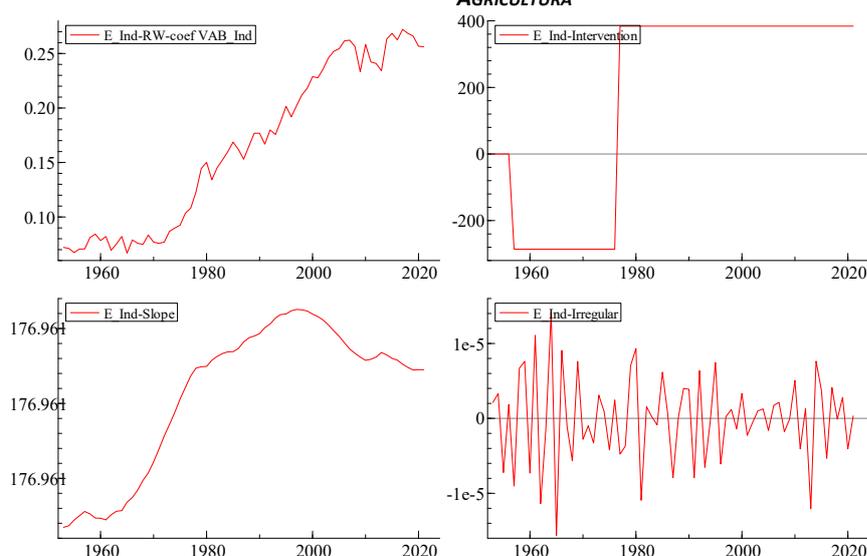
Após análise da *performance* preditiva dos diversos modelos estimados concluiu-se que os que apresentaram melhores resultados foram os modelos estruturais causais cujos resultados são apresentados de seguida segundo o sector de atividade.

Sector da Indústria e Agricultura

Para a previsão do consumo de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura procedeu-se à estimação do modelo estrutural com componentes nível e declive do tipo estocástico, configurando o que na literatura se denomina de processo local linear. Além destas componentes considerou-se a variável explicativa VAB da Indústria para explicar a evolução da procura no sector da Indústria e Agricultura. Associada a esta variável assumiu-se um coeficiente do tipo estocástico.

Para além da variável VAB foram incluídas variáveis tipo *dummy* para descontar o efeito de quebras na série da procura não explicadas pelo VAB. Mais concretamente detetaram-se alterações no nível da série em 1957 e 1977 e um *outlier* em 2009.

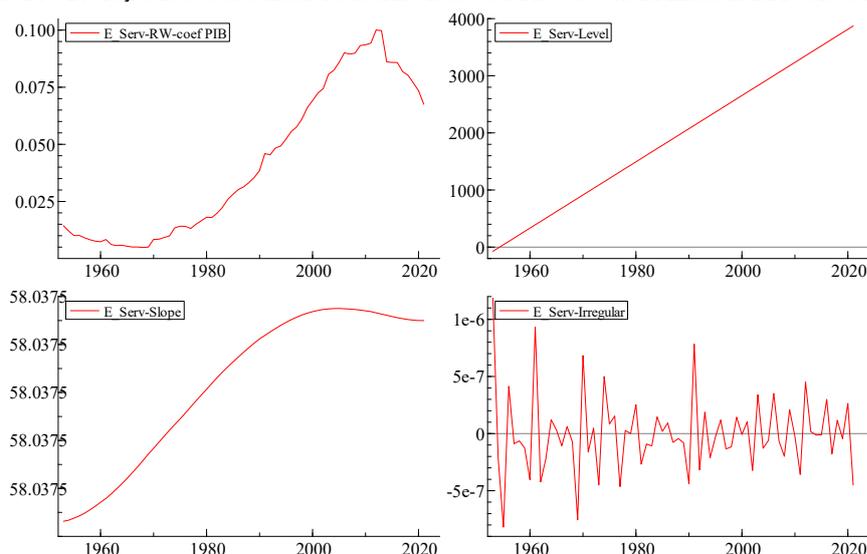
FIGURA 23 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE ELECTRICIDADE DO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA



Sector Terciário

No sector Terciário procedeu-se à estimação do modelo estrutural que relaciona a evolução da procura com o PIB sendo que os coeficientes associados às componentes de nível e tendência se revelaram do tipo estocástico. Optou-se por esta abordagem porque a adoção de modelos estruturais baseados na procura em função do VAB dos Serviços resultou em cenários muito pouco diferenciados entre si devido à predominância das componentes estruturais em detrimento das variáveis explicativas.

FIGURA 24 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL DA PROCURA DE ELECTRICIDADE DO SECTOR TERCIÁRIO

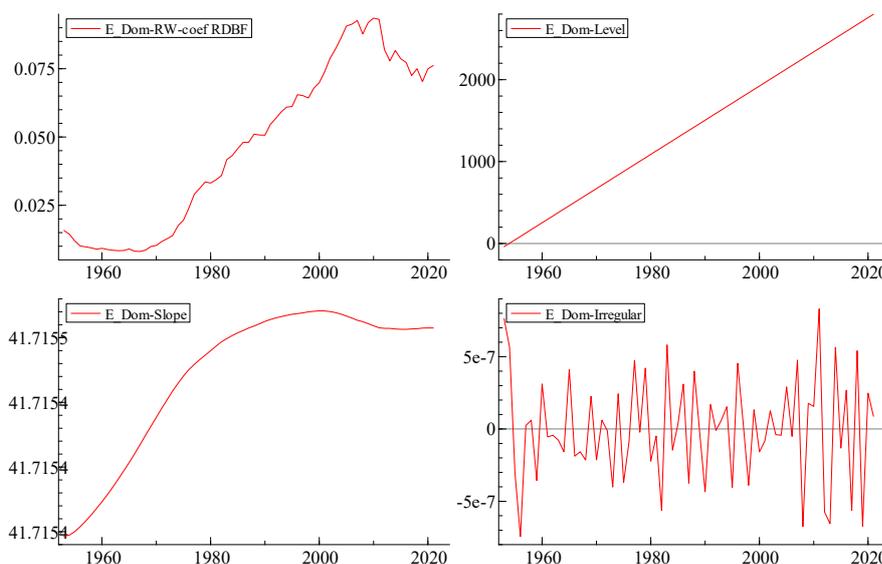


Em termos da evolução estimada para o parâmetro de sensibilidade da procura ao indicador económico, regista-se uma estagnação do mesmo a partir de 2012, pondo fim a mais de 20 anos de forte crescimento.

Sector Residencial

No caso do sector Residencial a variável explicativa considerada foi o Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF). Procedeu-se à estimação do modelo estrutural impondo que todas as componentes sejam do tipo estocástico – modelo local linear. O coeficiente associado ao RDBF é do tipo estocástico, apresenta uma trajetória ascendente e é estatisticamente diferente de zero, considerando um nível de confiança de 95%.

FIGURA 25 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE ELETRICIDADE DO SECTOR RESIDENCIAL



O coeficiente estimado para a variável RDBF também inverteu a sua trajetória crescente a partir de 2010. Tal facto pode dever-se a ganhos de eficiência no consumo fruto da pressão exercida pela recessão económica bem como da evolução tecnológica (eletrodomésticos mais eficientes começaram a ganhar expressão em termos de taxa de utilização).

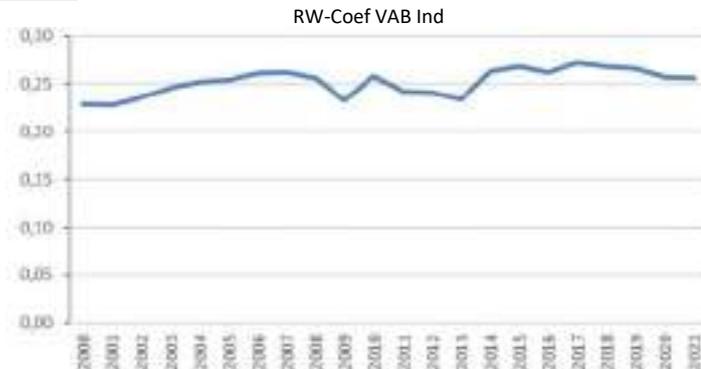
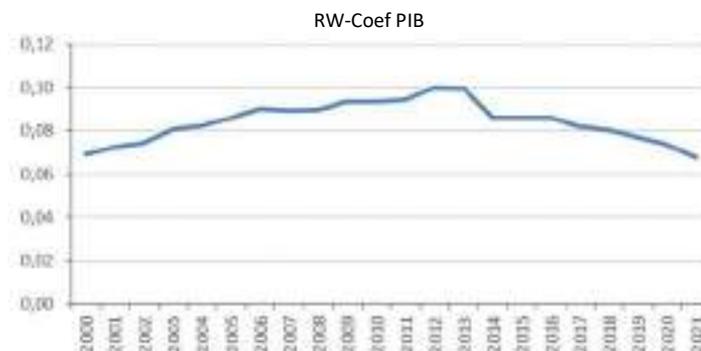
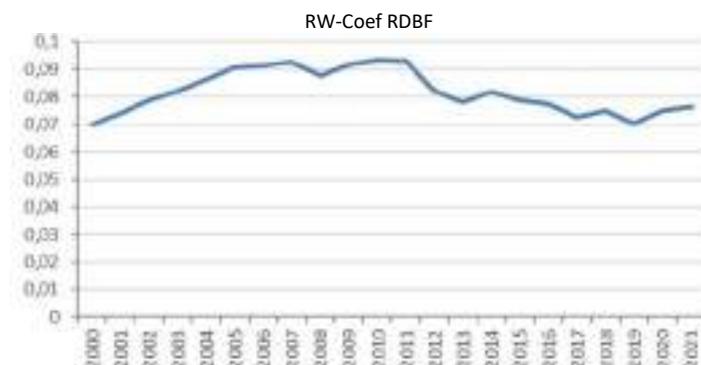
4.2.3 Evolução dos coeficientes das variáveis económicas

Na estimação de modelos estruturais é patente uma redução dos coeficientes associados à variável económica nos segmentos dos Serviços e Residencial. Esta tendência é resultado, especialmente, de alterações e ajustamentos na estrutura produtiva da economia, com impacto significativo na vertente energética, mas também da adoção de medidas de eficiência energética assentes quer em programas estruturados e promovidos pelas autoridades oficiais, quer pela mudança intrínseca de comportamento dos consumidores mais atentos a esta realidade.

Em particular, não será forçado assumir-se a relevância do acréscimo da eficiência no consumo motivado pela evolução tecnológica, mas também pelo comportamento dos consumidores motivado numa primeira fase pelo prolongado período de crise vivido em Portugal. Com base nesta evidência será de supor que os decréscimos se prolongarão por alguns anos capturados pelo decréscimo do coeficiente associado à variável económica.

A Figura 26 mostra a evolução dos coeficientes associados às variáveis explicativas dos modelos de previsão da procura de eletricidade de cada sector.

FIGURA 26 – EVOLUÇÃO DOS COEFICIENTES DAS VARIÁVEIS ECONÓMICAS

Sector da Indústria e AgriculturaSector TerciárioSector Residencial

Afigura-se, pois, evidente uma redução do contributo das variáveis económicas nos últimos anos em todos os sectores de consumo, em especial no sector Residencial. Neste sector o coeficiente tem vindo sempre a cair desde 2009, enquanto no sector Terciário a trajetória descendente só se iniciou a partir de 2013. Na Indústria registou-se uma estagnação do coeficiente associado ao VAB após 2007, tendo-se registado um salto positivo em 2014, seguindo-se uma ligeira descida após 2017.

Não obstante esta aparente perda de peso explicativo da evolução da economia no que respeita à procura de electricidade, os cenários de evolução macroeconómica do país continuam a ser de crucial importância num exercício de cenarização deste tipo, havendo, no entanto, algumas considerações importantes a ter em causa, nomeadamente, o impacto da eficiência energética na procura.

As alterações na estrutura produtiva estarão de alguma forma incorporadas na evolução dos cenários macroeconómicos e o impacto da adoção de novas medidas de eficiência estruturadas é considerado a posteriori. Todavia, o comportamento dos consumidores - nomeadamente a sua alteração e impacto

na procura - é de difícil quantificação e de complexa modelização.

No que respeita aos sectores Residencial e dos Serviços os efeitos da eficiência energética na procura de electricidade decorrentes da ELPRE abrangem, para além dos vários eixos associados à renovação energética do parque edificado, um eixo de atuação na área da informação e consciencialização, ou seja, uma área focada no comportamento dos consumidores. Assim, e à semelhança do exercício de previsão anterior, para manter a consistência das previsões e do racional subjacente, para estes setores não se considera o decréscimo dos coeficientes associados às variáveis económicas, evitando, assim, a dupla contabilização de efeitos sobre a procura de electricidade induzidos pela eficiência energética.

No caso da Indústria, mantém-se a metodologia dos anos anteriores, incorporando-se ganhos de eficiência nos modelos aqui apresentados numa tentativa de capturar mudanças de comportamento.

Para efeitos de previsão, o software estatístico usado mantém a estimativa mais recente dos parâmetros constante ao longo de todo o horizonte. Deste modo, numa tentativa de traduzir o efeito da mudança de comportamento dos consumidores industriais considera-se prudente assumir uma trajetória descendente do coeficiente ao longo do período de previsão.

Para prever a evolução dos coeficientes no sector da Agricultura e Indústria recorreu-se à extrapolação da série das estimativas para este coeficiente sendo o decréscimo baseado numa convergência linear para o percentil 10 das estimativas do coeficiente uma vez que este não apresenta uma tendência clara nos anos mais recentes. O decréscimo médio anual do consumo por via do aumento de eficiência situou-se nos 0,18%.

5. Cenários Macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos utilizados nas previsões de procura de longo prazo são da responsabilidade da DGEG e constam do documento de pressupostos em anexo ao RMSA-E23.

Para ajudar à recuperação da recessão económica causada pela pandemia, os dirigentes da UE concordaram em elaborar um plano de recuperação para a Europa que estará em vigor até 2027. O maior pacote de medidas de estímulo alguma vez financiado pelo orçamento da UE, que combina o Quadro Financeiro Plurianual (QFP) e o instrumento *Next Generation* EU (NGEU), ajudará a recuperar da pandemia da Covid-19, permitindo que as economias dos países da EU se tornem mais sustentáveis e resilientes.

O novo QFP está dividido em sete rúbricas: mercado único, inovação e digitalização; coesão, resiliência e valores; recursos naturais e ambiente; migração e gestão das fronteiras; segurança e defesa; países vizinhos e resto do mundo; e administração pública europeia.

Em fevereiro de 2021 o Conselho adotou o regulamento que cria o Mecanismo de Recuperação e Resiliência (MRR), que está no centro do instrumento de recuperação *Next Generation* EU, que incide sobre seis domínios de intervenção: transição ecológica; transformação digital; crescimento e emprego inteligentes, sustentáveis e inclusivos; coesão social e territorial; saúde e resiliência; políticas para a próxima geração, incluindo em matéria de educação e competências.

As previsões do inverno de 2023 da Comissão Europeia reviram em alta as perspetivas de crescimento

para este ano, mas estamos perante uma conjuntura complexa, com taxas de inflação superiores ao crescimento dos salários, o que conduz a uma diminuição do consumo. As despesas no âmbito do MRR e da execução dos programas da política de coesão deverão continuar a aumentar, em apoio do investimento público.

De acordo com as orientações em matéria de política orçamental para 2024 da Comissão Europeia (CE), *“a incerteza em torno das perspetivas económicas europeias continua a ser elevada, embora os riscos para o crescimento estejam globalmente equilibrados”*. *“...o ajustamento à conjuntura de taxas de juro elevadas poderá revelar-se difícil e a incerteza continua a ser elevada, tendo em conta a guerra em curso da Rússia contra a Ucrânia. Os riscos de revisão da inflação em alta continuam a estar, em grande medida, ligados à evolução dos mercados da energia...”*. *“Em 2024, em particular, prevalecem riscos de revisão da inflação em alta, uma vez que o crescimento dos salários poderá estabilizar-se a taxas acima da média durante um período sustentado.”*

A última década caracterizou-se por grandes choques, nomeadamente a crise económica e financeira, a crise da COVID-19, a invasão russa da Ucrânia e a subsequente crise energética e o aumento da inflação. Esta incerteza significa que a política orçamental terá de permanecer flexível no futuro. Neste contexto, as políticas orçamentais devem ter por objetivo preservar a sustentabilidade da dívida, bem como aumentar o potencial de crescimento de uma forma sustentável e inclusiva.

A combinação do lento crescimento económico e da elevada inflação no curto prazo exige, portanto, uma forte coordenação das políticas orçamentais da UE e da área do euro. Os desafios com que a economia europeia se confronta a médio prazo não se atenuaram e aumentarão as pressões sobre as finanças públicas no médio prazo. Nas referidas orientações, os Estados-Membros são convidados a indicar, nos seus programas de estabilidade e convergência, de que forma os seus planos orçamentais assegurarão o respeito do valor de referência para o défice de 3 % do PIB, bem como uma redução plausível e continuada da dívida ou a sua manutenção em níveis prudentes no médio prazo.

Deste modo, a atual conjuntura é bastante desafiante e o ambiente de incerteza que se vive vai ter impactos duradouros na velocidade de recuperação da economia europeia.

Como é habitual, várias entidades publicaram cenários de evolução da economia para os próximos anos. Assim, as previsões do PIB e dos grandes agregados da despesa, para Portugal, tiveram em conta as mais recentes previsões macroeconómicas provenientes do Banco de Portugal, da CE, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional (FMI), do Conselho das Finanças Públicas (CFP) e do Ministério das Finanças.

Para estabelecer os cenários do RDBF construiu-se um modelo econométrico que relaciona as taxas de crescimento do PIB e dessa variável. Dessa regressão resultou uma elasticidade de 0,78 e foi com base neste resultado que se construíram os cenários desta variável até 2040. Os cenários dos VAB setoriais foram construídos com base na evolução prevista do seu peso no PIB que consta do documento de pressupostos em anexo ao RMSA-E23.

As figuras seguintes ilustram os três cenários considerados para o PIB, para o RDBF e para os VAB setoriais.

FIGURA 27 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O PIB - CENÁRIOS DGEG 2023-2040

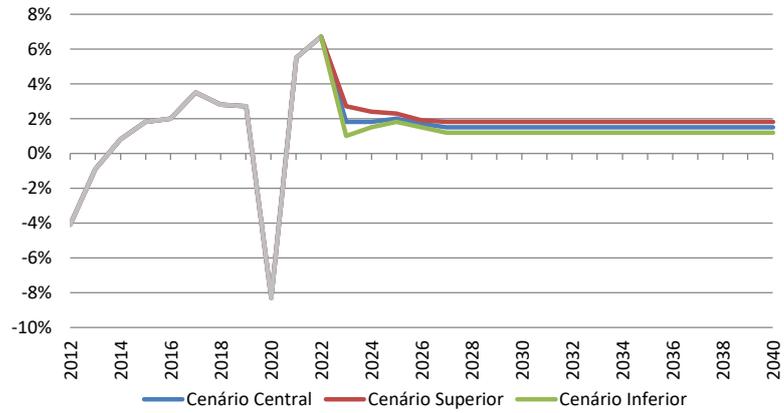


FIGURA 28 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O RDBF – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DGEG 2023-2040

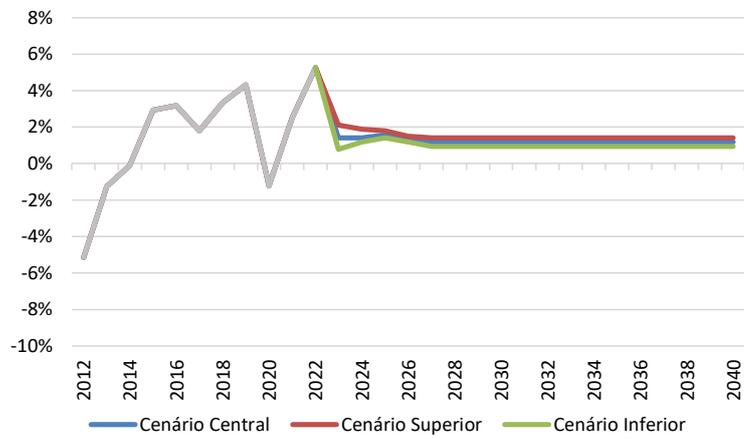


FIGURA 29 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DA AGRICULTURA, INDÚSTRIA E CONSTRUÇÃO – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGEG 2023-2040

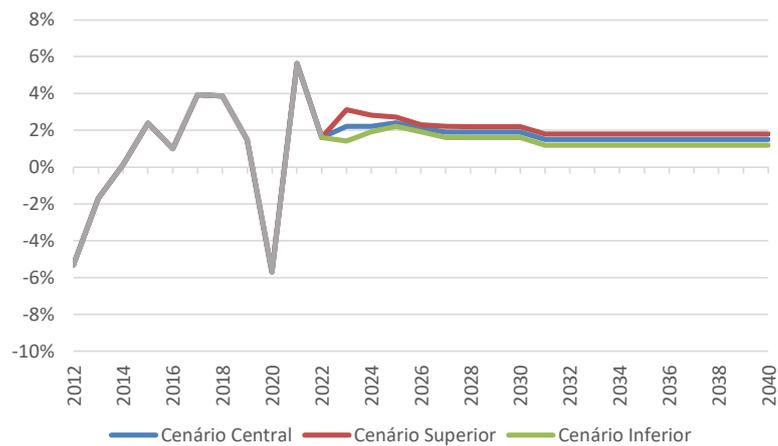
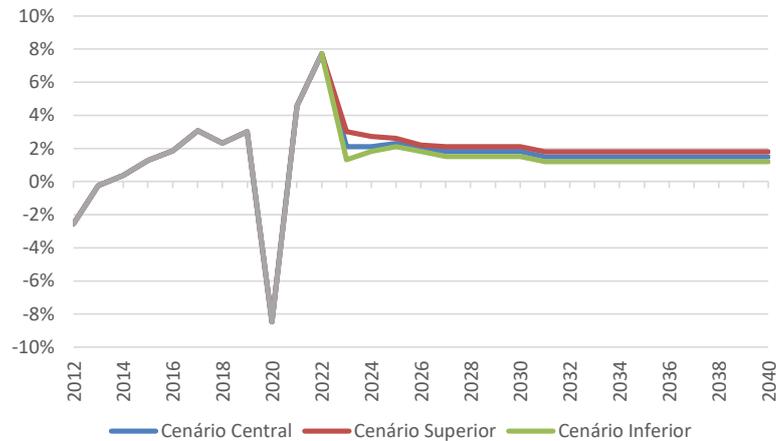


FIGURA 30 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DOS SERVIÇOS – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGEG 2023-2040



6. Novas Medidas de Eficiência Energética

Para o período de previsão, foram estudados os impactos sobre o consumo final de eletricidade da implementação de novas medidas de eficiência energética de 2023 em diante. O cenário de evolução das poupanças de eletricidade decorrentes destas novas medidas consta igualmente do documento dos pressupostos da DGEG.

No âmbito do Pacote Energia Limpa, a Diretiva (UE) 2018/844, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE sobre o desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética, dá especial enfoque ao parque de edifícios devido aos seus elevados consumos energéticos e índices de emissão de CO₂. Nesse sentido, com vista ao cumprimento dos objetivos europeus de eficiência energética e redução das emissões de GEE, o artigo 2.º-A da Diretiva 2010/31/UE, na sua redação atual, determina a obrigação de cada Estado-Membro estabelecer uma estratégia de longo prazo para apoiar a renovação, até 2050, do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050.

Por conseguinte, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, aprovou a ELPRE com o objetivo de promover a renovação energética do parque nacional de edifícios existentes, medida fundamental para o cumprimento dos objetivos nacionais em matéria de energia e clima, constantes do PNEC 2030 e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050), assim como para o cumprimento de outros objetivos estratégicos, designadamente o combate à pobreza energética e o relançamento da economia por força da situação epidemiológica causada pela doença COVID-19.

Em concreto, as medidas constantes da ELPRE compreendem a intervenção nas envolventes dos edifícios, a substituição dos sistemas existentes por sistemas mais eficientes, a promoção de energia de fontes renováveis, a adoção de soluções técnicas adequadas, mediante, entre outras medidas, a criação e/ou desenvolvimento de programas de financiamento para a renovação e de mobilização de investimento, público e privado, assim como o reforço das políticas de incentivo e monitorização do mercado. Estas medidas agrupam-se em sete eixos de atuação: renovação do edificado; edifícios inteligentes; certificação energética; formação e qualificação; combate à pobreza energética; informação e consciencialização; monitorização.

Assim, no que respeita à evolução prevista das poupanças de eletricidade consideradas neste exercício de previsão, os sectores Residencial e Serviços têm por base as metas definidas na ELPRE.

Quanto aos outros sectores, no período 2023-2030 tem-se em conta a meta de poupanças a atingir no âmbito do artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética (Diretiva (UE) 2018/2002, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética, transposta para a ordem jurídica interna pelo Decreto-Lei nº 64/2020, de 10 de setembro). Estas estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade no período 2019-2021 nos sectores da indústria (incluindo CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão), transportes e agricultura e pescas, considerando que o esforço de poupança sobre a eletricidade é igual ao dos outros combustíveis e equivalendo a 0,8%/ano. Para o período 2031-2040, e não havendo referencial a aplicar, estimam-se poupanças com base numa redução de 0,25%/ano sobre o mesmo referencial.

Em resumo:

- **Sectores Residencial e Serviços:** cenário Ambição alinhado com os objetivos definidos na ELPRE 2050 para os horizontes de 2030 e 2040; cenário Conservador corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:
 - Período 2023-2030: 3 606 GWh no cenário Ambição e 2 885 GWh no cenário Conservador
 - Período 2031-2040: 6 606 GWh no cenário Ambição e 5 285 GWh no cenário Conservador
- **Sectores Agricultura e Pescas, Indústria e Transportes:** cenário Ambição alinhado com o objetivo traçado no artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética para o período 2023-2030; cenário Conservador corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:
 - Período 2023-2030: 1 136 GWh no cenário Ambição e 909 GWh no cenário Conservador
 - Período 2031-2040: 444 GWh no cenário Ambição e 355 GWh no cenário Conservador

As figuras seguintes ilustram as poupanças anuais incrementais previstas e as poupanças acumuladas no período em análise. Relativamente às poupanças anuais considera-se uma repartição equitativa pelos anos de cada década.

FIGURA 31 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUANÇAS DE ELETRICIDADE ANUAIS INCREMENTAIS - CENÁRIOS DGEG

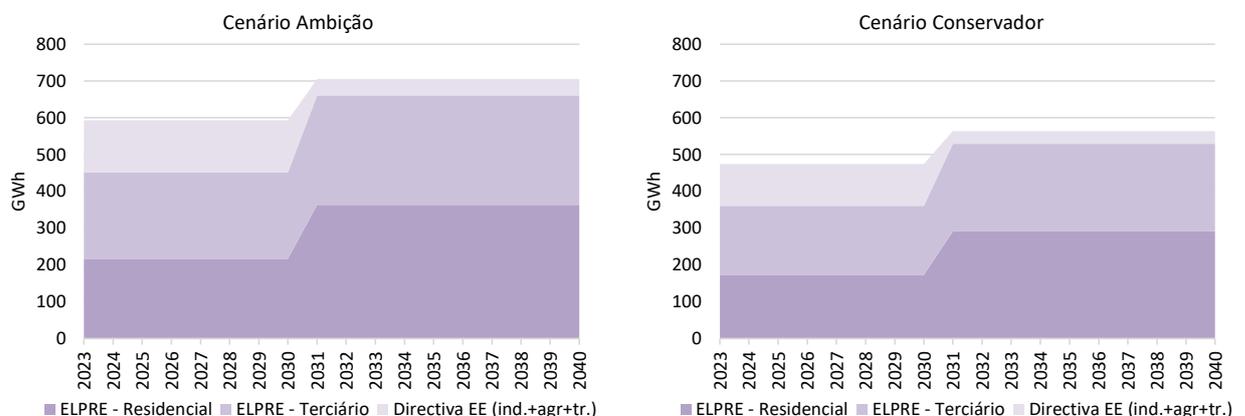
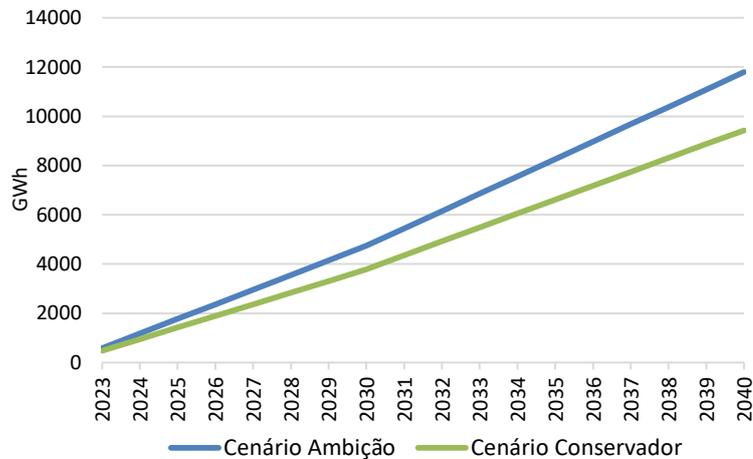
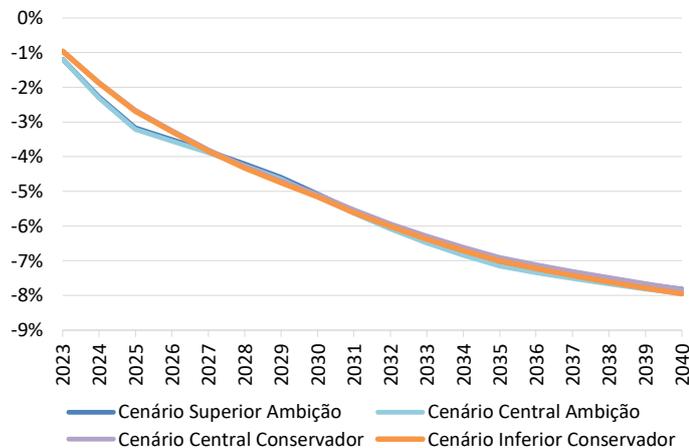


FIGURA 32 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE ELETRICIDADE ACUMULADAS - CENÁRIOS DGEG



Em 2030 as poupanças anuais acumuladas previstas ascendem a cerca de 4 740 GWh no cenário Ambição e cerca de 3 795 GWh no cenário Conservador, enquanto em 2040 são de cerca de 11 790 GWh e 9 435 GWh, respetivamente. De destacar o maior esforço ou exigência em termos de poupanças previsto para a última década deste estudo por via das medidas inseridas no âmbito da ELPRE. O impacto destas poupanças no consumo final previsto está evidenciado na Figura 33.

FIGURA 33 – IMPACTO ACUMULADO DAS POUPANÇAS NO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE PREVISTO



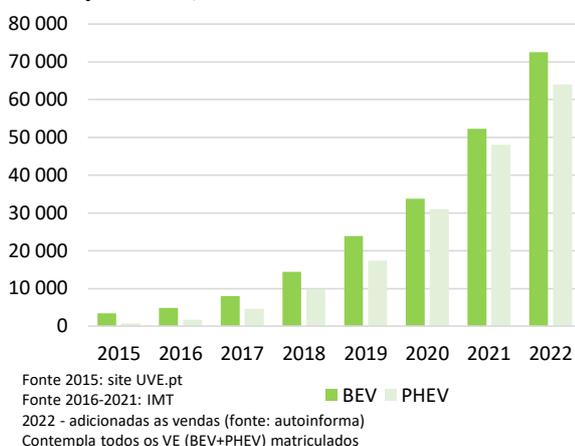
Consoante os cenários, o impacto das poupanças de eletricidade no consumo final oscila entre -5,1% e -5,2% em 2030 e entre -7,8% e -8,0% em 2040.

7. Mobilidade Elétrica

A transição para uma mobilidade sustentável e para a eletrificação do transporte é um dos pilares rumo à descarbonização da economia. Os carros elétricos têm percorrido o seu caminho e num futuro não muito longínquo irão substituir os de combustão. Aliás, várias cidades europeias já tomaram medidas no sentido da proibição de circulação de veículos com motores a combustão no curto/médio prazo.

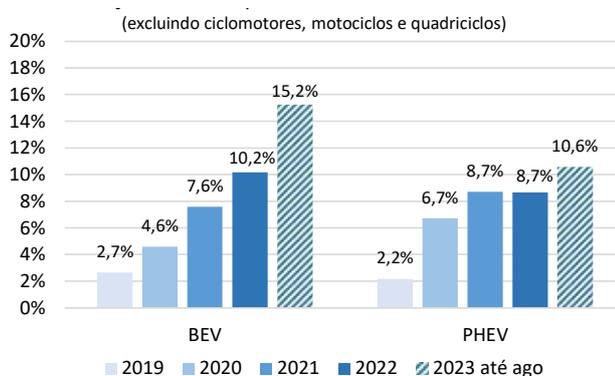
A Figura 34 ilustra a evolução do parque dos VE 100% elétricos a baterias (*Battery Electric Vehicle* (BEV)) e dos híbridos plug-in (*Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV)), em Portugal.

FIGURA 34 – EVOLUÇÃO DO PARQUE DOS BEV E PHEV EM PORTUGAL. PERÍODO 2015-2022



A sua análise permite concluir que nos últimos anos se tem assistido a um crescimento significativo na penetração deste tipo de veículos no parque automóvel, quer da tecnologia BEV, quer da tecnologia PHEV. Em termos de quota de mercado, as vendas de BEV e PHEV até agosto de 2023 já representam 25,8% em comparação com uma quota nas vendas de 18,9% em 2022 e 16,3% em 2021.

**FIGURA 35 – PESO NAS VENDAS TOTAIS DE VEÍCULOS DOS BEV E PHEV EM PORTUGAL
(LIGEIOS DE PASSAGEIROS, LIGEIOS DE MERCADORIAS, PESADOS DE PASSAGEIROS E PESADOS DE MERCADORIAS)**



De acordo com o Global EV Outlook 2023 publicado em abril de 2023 pela Agência Internacional de Energia (AIE), em termos mundiais em 2022 o stock global de VE atingiu 26 milhões de veículos, um aumento de 60% em relação a 2021, com os BEV a representarem mais de 70% do crescimento anual total, tal como nos anos anteriores.

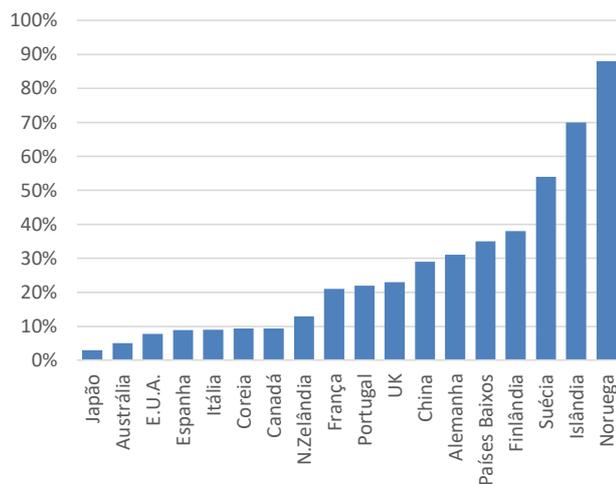
Apesar das repercussões económicas da pandemia Covid-19, outros fatores contribuíram para o aumento dos registos de VE, nomeadamente legislação ambiental mais restritiva, incentivos económicos adicionais, aumento do número de modelos e redução do custo das baterias e, consequentemente, do custo dos VE.

Em 2022 as vendas de VE - BEV e PHEV – excederam 10 milhões de viaturas, representando um aumento de 55% em relação ao ano anterior. No decurso de apenas cinco anos, de 2017 a 2022, as vendas de VE passaram de cerca de 1 milhão para mais de 10 milhões. A percentagem de VE no total de vendas de automóveis evoluiu de 9% em 2021 para 14% em 2022, mais de 10 vezes a sua quota em

2017. Três mercados dominaram as vendas mundiais. A China foi mais uma vez o líder, representando cerca de 60% das vendas mundiais de VE. Na Europa, o segundo maior mercado, as vendas de VE aumentaram mais de 25 % em 2022. As vendas de VE nos Estados Unidos - o terceiro maior mercado aumentaram 55% em 2022, atingindo uma quota de vendas de 8%.

De acordo com o ilustrado na Figura 36, ao nível da Europa destaque para a Noruega com uma quota de mercado nas vendas em 2022 de 88%. A Islândia e a Suécia também se distinguem com uma quota de cerca de 70% e 54%, respetivamente.

FIGURA 36 – QUOTA DE MERCADO DAS VENDAS DOS VE EM 2022, EM ALGUNS PAÍSES



Fonte dos dados: Global EV Outlook 2023, Agência Internacional de Energia (AIE)

O parque de veículos comerciais também está a ser cada vez mais eletrificado.

As vendas de veículos comerciais ligeiros elétricos a nível mundial aumentaram mais de 90 % em 2022, para mais de 310 000 veículos, apesar de as vendas globais terem diminuído quase 15 %. Em 2022, foram vendidos em todo o mundo cerca de 66 000 autocarros elétricos e 60 000 camiões médios e pesados, representando cerca de 4,5 % de todas as vendas de autocarros e 1,2% das vendas de camiões. Em 2022, o parque mundial de autocarros elétricos era de 800 000 e o de camiões pesados elétricos de 321 000. Isto representa cerca de 3,1% da frota mundial de autocarros e 0,4 % da frota de camiões pesados.

No que respeita à cenarização da mobilidade elétrica, neste exercício foram avaliados dois cenários de acordo com os pressupostos da DGEG, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias BEV e PHEV e ligeiros de mercadorias, pesados de passageiros e pesados de mercadorias com tecnologia BEV. Para além dos VE rodoviários, também se considera o segmento da mobilidade fluvial para transporte de passageiros com navios 100% elétricos.

No que diz respeito ao consumo de eletricidade associado à mobilidade elétrica foi tida em conta a evolução prevista no *draft* de revisão do PNEC para o número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias PHEV e BEV e de veículos ligeiros e pesados de mercadorias com tecnologia BEV.

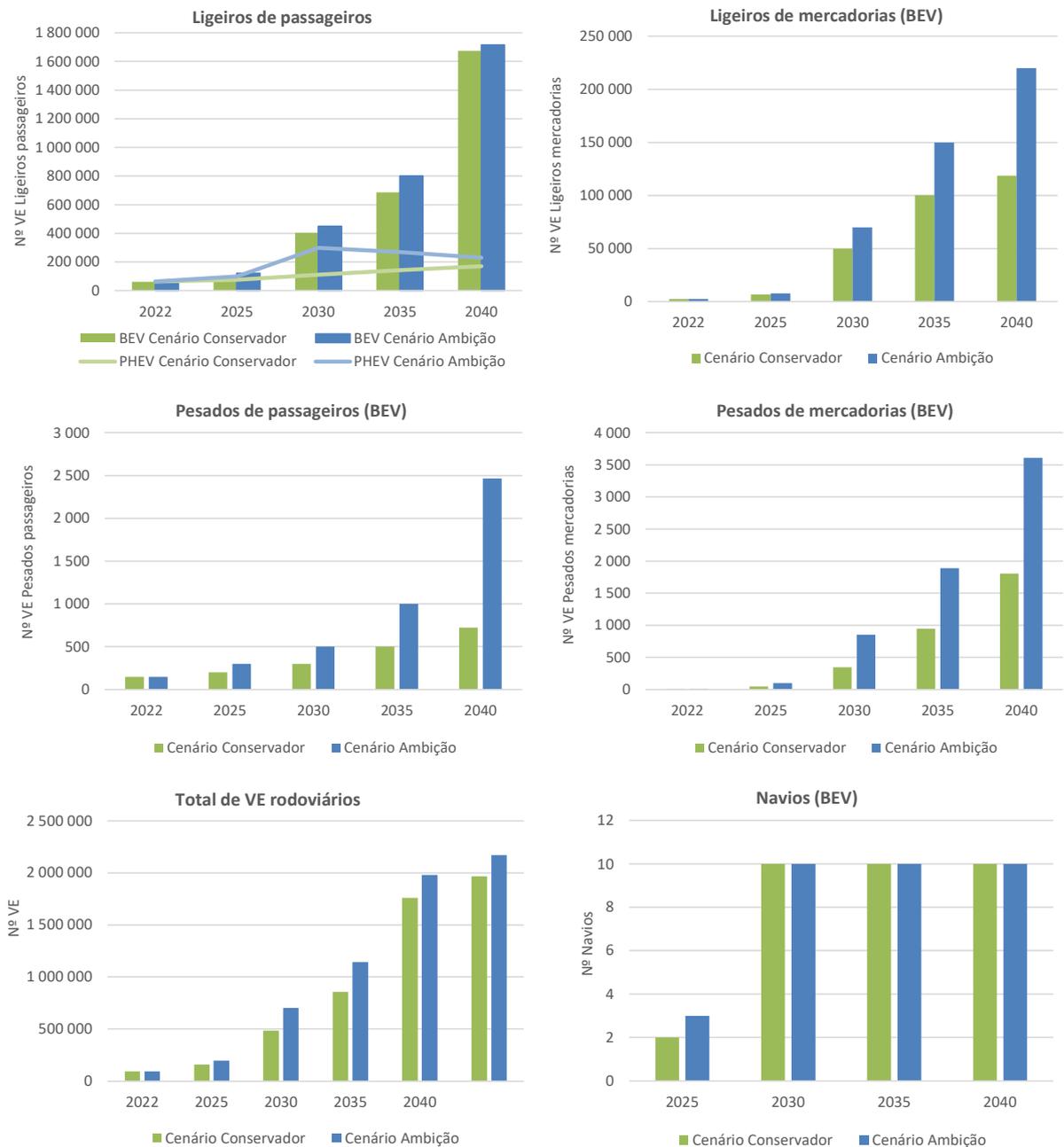
Nessa conformidade, para os BEV é assumido, nesse cenário, um crescimento contínuo das vendas, refletindo condições económicas mais favoráveis e objetivos de política energética mais ousados, assentes na eletrificação do transporte em larga escala. O cenário Conservador prevê uma evolução

mais conservadora da penetração de veículos BEV e PHEV.

Quanto ao segmento fluvial, foi assinado em 2021 o contrato de fornecimento de 10 navios elétricos, decorrente do concurso público internacional lançado em fevereiro de 2020 pela Transtejo. Por outro lado, também já está finalizado o concurso público aberto pela Transtejo para a aquisição e construção dos postos de carregamento e a respetiva manutenção dos navios e postos para o período de 2022 a 2036, bem como o concurso para o fornecimento das baterias que não tinham sido incluídas no concurso inicial de fornecimento dos navios.

A Figura 37 ilustra a evolução prevista do números de VE até 2040.

FIGURA 37 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO NÚMERO DE VE - CENÁRIOS DGEG



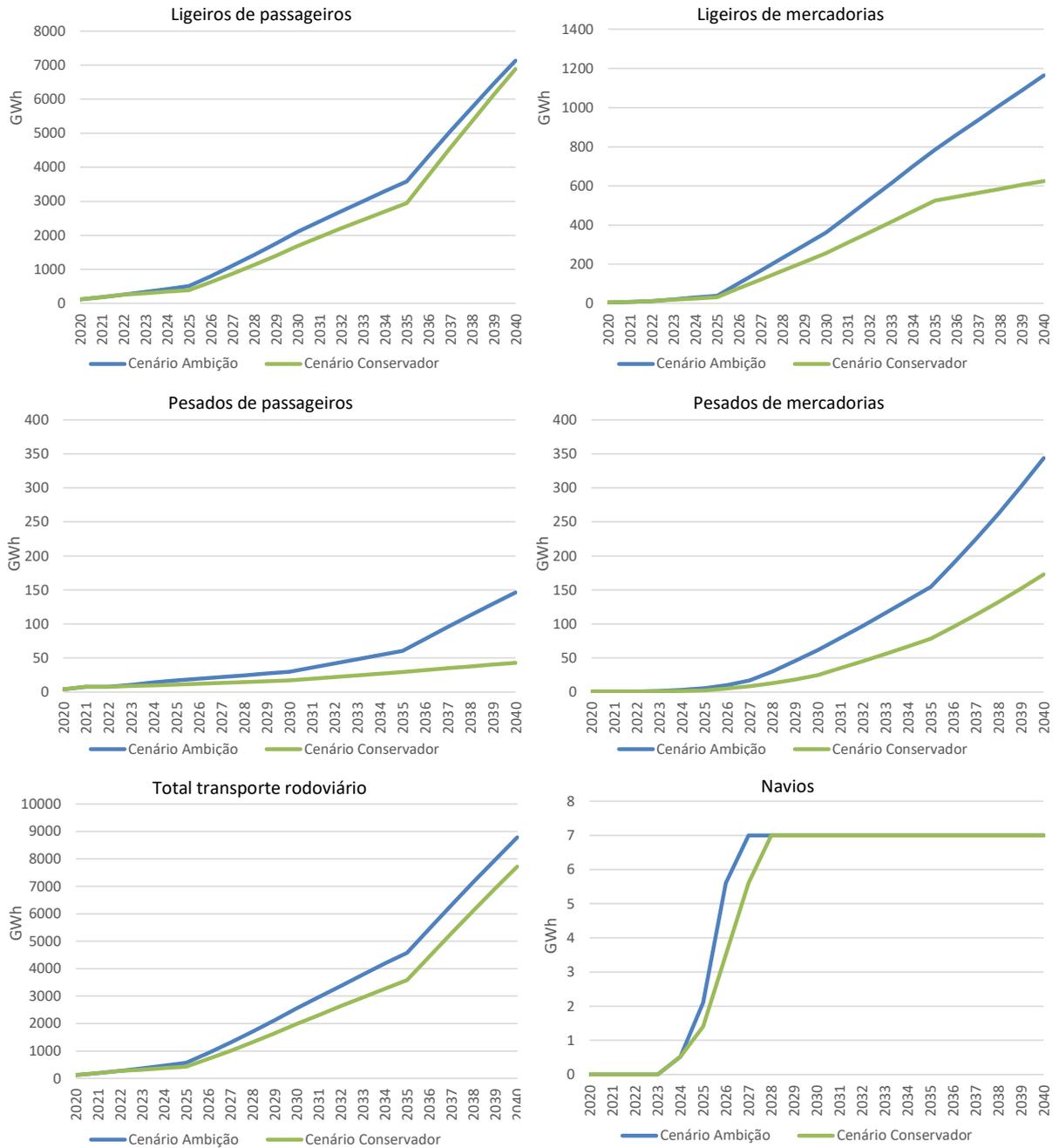
Como se pode observar, o ritmo de penetração de VE previsto é bastante significativo em ambos os cenários, assente no paradigma de que o VE será cada vez mais uma solução de mobilidade viável, assentando em dois fatores essenciais: a evolução tecnológica ao nível das baterias, com tempos de carga menores, maior autonomia e maior potência e um preço cada vez mais competitivo.

Na caracterização do consumo final dos VE assumiram-se os seguintes dados técnicos:

- Ligeiros de passageiros: consumo específico de 19 kWh/100 km até 2030, convergência para 17 kWh/100 km em 2040
- Ligeiros de mercadorias: consumo específico de 25 kWh/100 km até 2030, convergência para 22 kWh/100 km em 2040
- Pesados de passageiros: consumo específico de 100 kWh/100 km até 2030, convergência para 90 kWh/100 km em 2040
- Pesados de mercadorias: consumo específico de 150 kWh/100 km até 2040
- Em todos os segmentos considerou-se uma eficiência do carregador de 95% e uma eficiência da carga e descarga de 92%.
- Em ambos os cenários e para todos os segmentos o nº de km percorridos por ano são os indicados pela DGEG no documento dos pressupostos
- Quanto aos navios fluviais, tendo por base o consumo de combustível e a diferença de eficiência energética entre as soluções térmica e motor elétrico é considerado um consumo unitário anual de 0,7 GWh, tal como indicado nos pressupostos da DGEG.

Destas assunções resulta o consumo previsto dos VE ilustrado na Figura 38, para ambos os cenários.

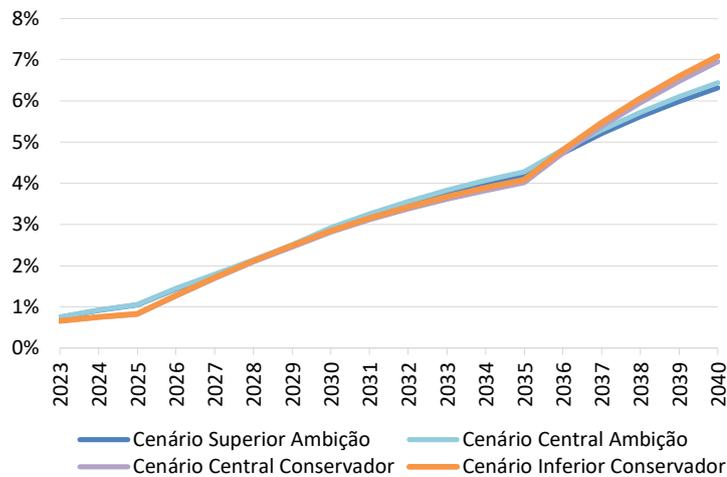
FIGURA 38 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DOS VE - CENÁRIOS DGEG



Para os pressupostos assumidos a amplitude de variação do consumo final dos veículos elétricos oscila entre 570 GWh em 2030 e 1 065 GWh em 2040.

O impacto do consumo dos VE no consumo final previsto está evidenciado na Figura 39.

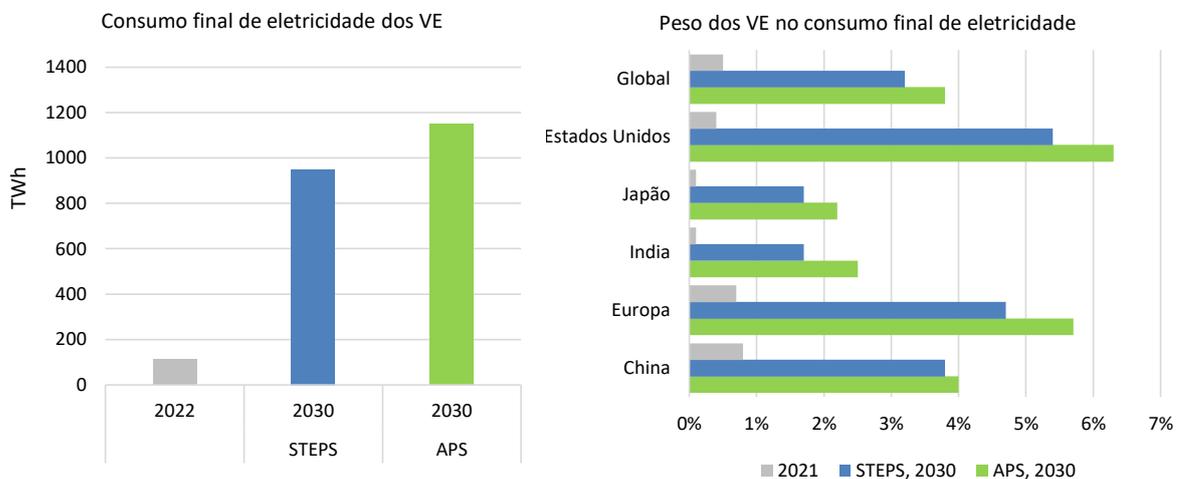
FIGURA 39 – IMPACTO DO CONSUMO DOS VE NO CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDADE PREVISTO



O impacto previsto no consumo final do consumo dos VE é de cerca de 2,9% em 2030 em todos os cenários e varia entre 6,3% e 7,1% em 2040.

O estudo da AIE sobre a evolução passada e futura dos VE no mundo mostra, para ambos os cenários desenvolvidos, que é expectável um crescimento apreciável no consumo global de electricidade dos VE, evoluindo entre 2022 e 2030 de 110 TWh para 950 TWh (+1 088%) no *Stated Policies Scenario* e para 1 150 TWh (+1 338%) no *Announced Pledges Scenario*.

FIGURA 40 – CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDADE DOS VE NO MUNDO E PESO DOS VE NO CONSUMO DE ELECTRICIDADE POR PAÍS/REGIÃO (2022 E PREVISÃO 2030) (GLOBAL EV OUTLOOK 2023 - AIE) (INCLUI TODOS OS SEGMENTOS)



Fonte: Agência Internacional de Energia (AIE), Global EV Outlook 2022
STEPS - Stated Policies Scenario
APS - Announced Pledges Scenario

Face a esta evolução prevista, o peso dos VE no consumo de electricidade crescerá a ritmos significativos, principalmente na Europa. Para esta região as previsões apontam para um peso dos VE no consumo final de electricidade de 5,5% no *Stated Policies Scenario* e de 6,5% no *Announced Pledges Scenario* (0,3% em 2021).

Face ao impacto do consumo dos VE no consumo de electricidade apresentado na Figura 39 conclui-se

que em 2030 os cenários apresentados têm um peso inferior aos cenários da AIE para a Europa com um peso de cerca de 3%. De ressaltar, no entanto, que é necessária alguma prudência quando se fazem este tipo de comparações pois a Europa é uma região bastante heterógena com países a apresentarem necessidades e intensidades energéticas bastante distintas entre si.

8. Produção de Hidrogénio Verde

Relativamente à vertente energética do hidrogénio, de acordo com o *draft* da revisão do PNEC o desenvolvimento da cadeia de valor do hidrogénio renovável terá um papel muito relevante no país, ultrapassando a expectativa definida na Estratégia Nacional para o Hidrogénio, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2020, de 14 de agosto de 2020. Em particular, emergem soluções que permitem a produção direta de hidrogénio renovável com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável (e.g. solar, eólica), assim como a produção direta de hidrogénio a alta pressão, simplificando o seu uso na mobilidade.

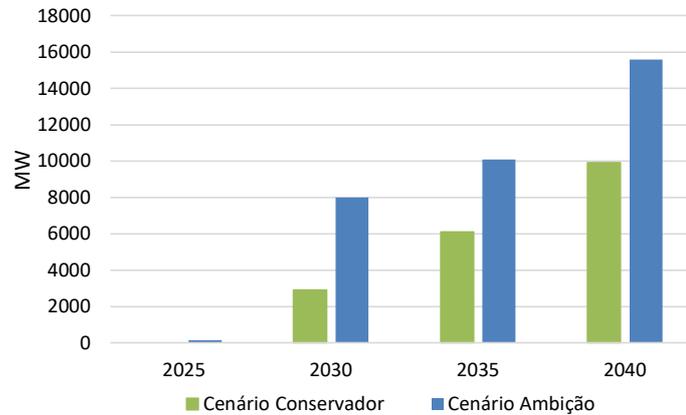
O PNEC propõe um conjunto de medidas de ação e metas de incorporação nos vários setores da economia, tendo como objetivo principal introduzir um elemento de incentivo e estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada.

Assim, não obstante toda a incerteza relativamente ao desenvolvimento deste pilar, considera-se no exercício de previsão da procura de eletricidade o impacto decorrente da evolução futura prevista da potência instalada de eletrolisadores, com e sem produção dedicada de eletricidade.

De acordo com os pressupostos da DGEG, toda a produção de eletricidade dedicada (eólica e solar) para abastecimento dos eletrolisadores irá circular na Rede Nacional de Transporte (RNT), mas não será considerada autoconsumo pelo facto dos locais de consumo não se situarem fisicamente na proximidade dos locais de produção, nas condições a que se refere o artigo 83.º do Decreto-Lei n.º 15/2022. Adicionalmente, considera-se, ainda, que uma pequena parte da eletricidade necessária para abastecer os eletrolisadores será proveniente de produção não dedicada e estará interligada com a RESP.

Os valores agora considerados serão ajustados em futuros estudos mediante a disponibilização de mais informação relevante para esse efeito, nomeadamente em relação à caracterização, calendarização de projetos futuros e a forma de abastecimento de eletricidade, se através de produção dedicada e se circulará na RESP.

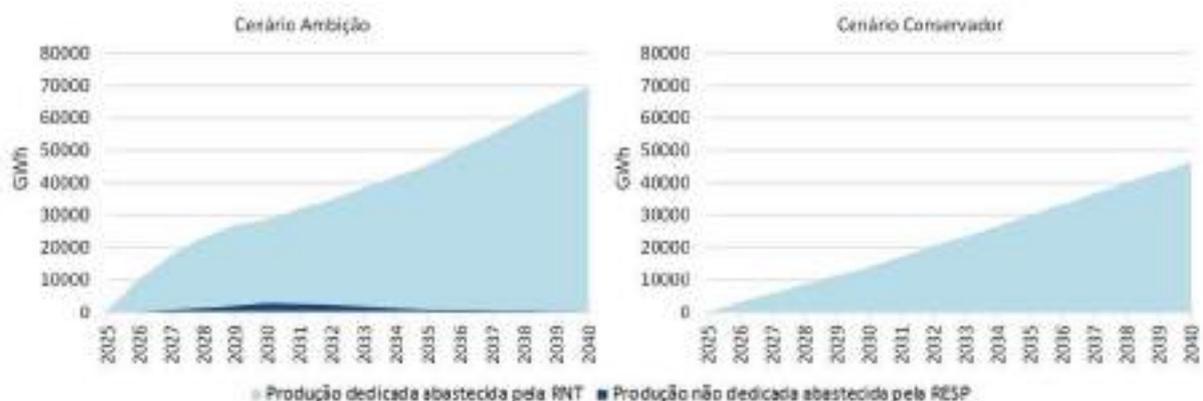
Em face destas constatações, as projeções da evolução desta vertente apontam, em 2030, para uma capacidade instalada de consumo de eletricidade em eletrolisadores de 8 000 MW no cenário Ambição e 2 900 MW no cenário Conservador e, em 2040, de 15 600 MW no cenário Ambição e 9 900 MW no cenário Conservador.

FIGURA 41 – CAPACIDADE INSTALADA² DE CONSUMO DE ELECTRICIDADE DE ELECTROLISADORES – CENÁRIOS DGEG

Como já mencionado, relativamente à produção de electricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores, dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores (como, por exemplo, no caso da eólica offshore), foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela RNT, com reflexos ao nível das respetivas pontas.

Para efeitos de cenarização foram, ainda, considerados os perfis de utilização previstos disponibilizados pela equipa de simulação do PNEC. Assim, dos pressupostos assumidos decorre o consumo de electricidade previsto dos eletrolisadores apresentado na Figura 42, para o período entre 2025 e 2040, repartido entre produção dedicada abastecida pela RNT e produção não dedicada abastecida pela RESP.

Como já salientado, nesta vertente considera-se que não estão reunidas as condições preconizadas no n.º 2 do artigo 83.º do Decreto-Lei n.º 15 para que seja considerado autoconsumo. A produção não dedicada apenas é assumida no cenário Ambição, alinhado com cenário WAM do *draft* da revisão do PNEC.

FIGURA 42 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDADE DOS ELECTROLISADORES PARA PRODUÇÃO DE H₂ VERDE - CENÁRIOS DGEG

De salientar o forte crescimento do consumo de electricidade dos eletrolisadores até ao horizonte do estudo, principalmente no cenário Ambição, fruto do aumento significativo da potência instalada,

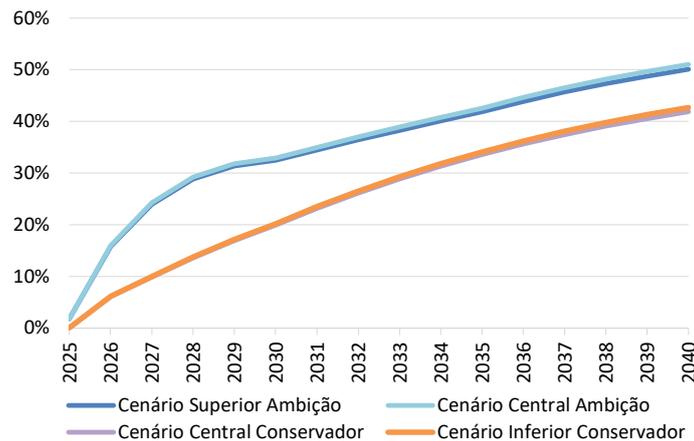
² Estas potências correspondem aos valores de *output* de Hidrogénio indicados no *draft* do PNEC 2030, afetados do rendimento dos eletrolisadores (para estar associado ao consumo de electricidade nos eletrolisadores).

consequência dos novos projetos que se prevê entrar em exploração nesses anos.

Para 2030 prevê-se um consumo de eletricidade dos eletrolisadores de 28 800 GWh no cenário Ambição e 14 110 GWh no cenário Conservador, evoluindo para 69 740 GWh no cenário Ambição e 46 585 GWh no cenário Conservador até ao horizonte do estudo.

O impacto previsto no consumo final de eletricidade, em cada ano, está evidenciado na Figura 43.

FIGURA 43 – IMPACTO ACUMULADO PREVISTO DA PRODUÇÃO DE H₂ VERDE SOBRE O CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDADE



Face aos valores de consumo apresentados, o impacto da produção de H₂ no consumo final é bastante expressivo. Consoante os cenários, o impacto da produção de H₂ varia entre 20% e 33% em 2030 e entre 42% e 51% em 2040.

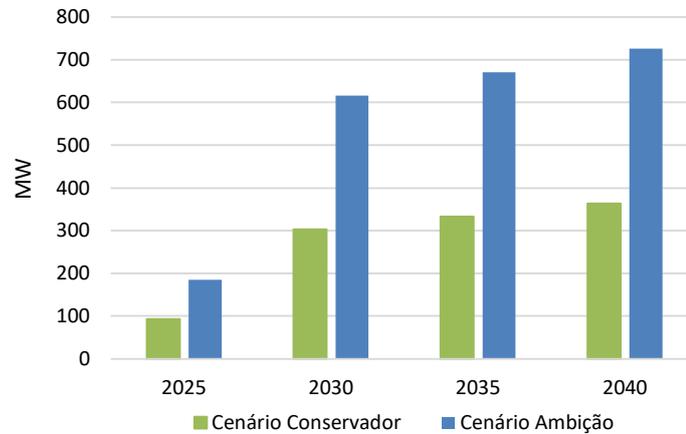
9. Outros Grandes Consumos

Da informação recolhida junto de promotores considerou-se necessário manter neste exercício de previsão o impacto previsto no consumo de eletricidade decorrente da entrada em exploração de outros grandes projetos, prevista para o período em análise.

Também nesta vertente os valores apresentados neste exercício de previsão serão revistos em futuros estudos mediante a disponibilização de mais informação relevante para esse efeito, nomeadamente em relação à caracterização, calendarização de projetos e informação detalhada sobre o abastecimento de eletricidade, se através da RESP ou de produção própria.

As projeções da evolução desta vertente apontam para uma capacidade instalada destes grandes projetos com ligação à RESP de 616 MW no cenário Ambição e 303 MW no cenário Conservador, em 2030, e de 726 MW no cenário Ambição e 363 MW no cenário Conservador em 2040. A capacidade instalada prevista para o cenário Conservador representa 50% da capacidade assumida para o cenário Ambição.

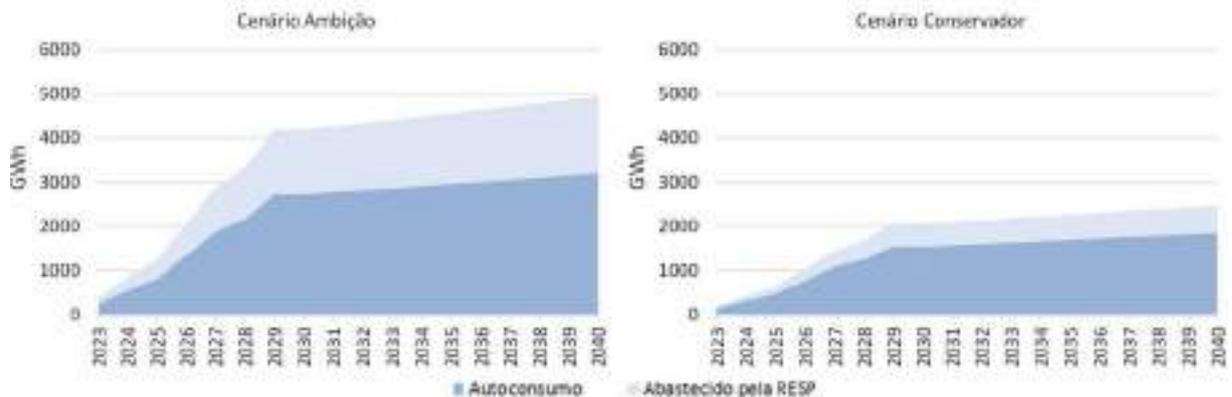
FIGURA 44 – CAPACIDADE INSTALADA DE OUTROS GRANDES CONSUMOS – CENÁRIOS DGEG



Apesar de toda a incerteza sobre a dimensão da produção de eletricidade dedicada para o abastecimento do consumo destas unidades, admitiu-se que a RESP iria abastecer 35% das necessidades de consumo de eletricidade no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador. Em exercícios de previsão futuros, e mediante a informação firme disponível, poder-se-á sentir a necessidade de rever estas percentagens em conformidade.

Para efeitos de cenarização foram igualmente considerados os perfis de utilização previstos, disponibilizados pelos promotores dos maiores projetos. Assim, dos pressupostos assumidos decorre o consumo de eletricidade previsto para os grandes projetos apresentado na Figura 45, para o período entre 2023 e 2040, discriminado entre autoconsumo e abastecido pela RESP.

FIGURA 45 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDADE DOS OUTROS GRANDES CONSUMOS - CENÁRIOS DGEG

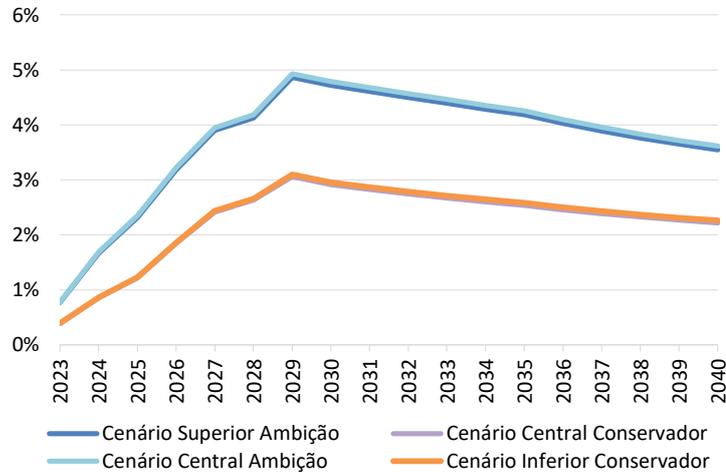


Da análise dos resultados obtidos evidencia-se até 2029 um crescimento significativo do consumo de eletricidade associado a estes projetos de investimento, traduzido numa trajetória exponencial, consequência da entrada em exploração prevista destes novos projetos eletrointensivos nesse período. De 2029 em diante o consumo continua a aumentar, mas a um ritmo mais moderado, sendo que entre 2029 e 2040 as previsões do consumo de eletricidade destas unidades apontam, ainda assim, para um crescimento de cerca de 18% no cenário Conservador e 20% no cenário Ambição.

Dependendo dos cenários, as previsões apontam para um consumo abastecido pela RESP por volta de 1 465 GWh e 515 GWh em 2030 e 1 730 GWh e 620 GWh em 2040.

O impacto previsto no consumo final de electricidade, em cada ano, está evidenciado na Figura 46.

FIGURA 46 – IMPACTO ACUMULADO PREVISTO DOS DATACENTERS E OUTROS GRANDES PROJETOS SOBRE O CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDADE



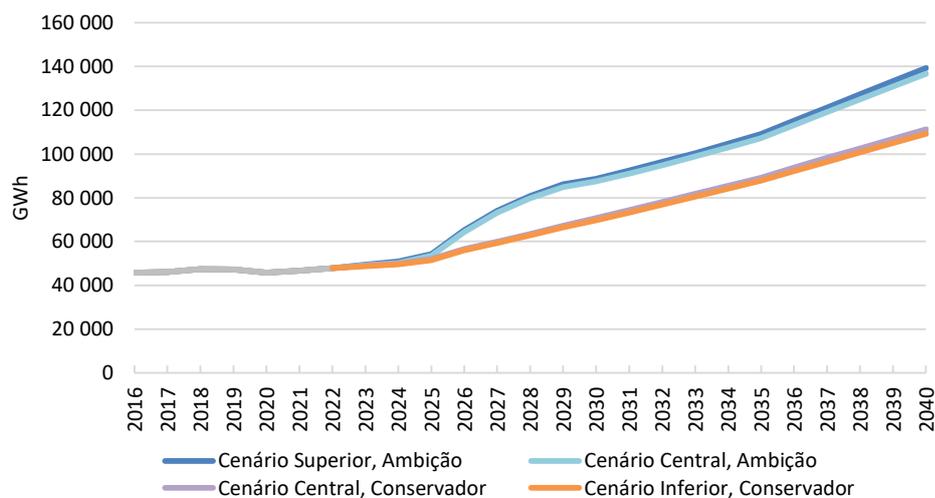
Dependendo dos cenários, no horizonte do estudo o impacto dos outros grandes consumos varia entre 2,9% e 4,8% em 2030 e entre 2,2% e 3,6% em 2040.

10. Previsão do Consumo Final de Electricidade

Como referido na descrição da metodologia, no longo prazo o consumo final de electricidade resulta da modelização do comportamento do consumo nos diversos sectores de actividade e engloba toda a energia eléctrica efetivamente consumida.

A Figura 47 mostra os resultados obtidos para o consumo final total em função dos pressupostos assumidos para as diferentes dimensões e vertentes económicas e tecnológicas.

FIGURA 47 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDADE. PERÍODO 2023-2040



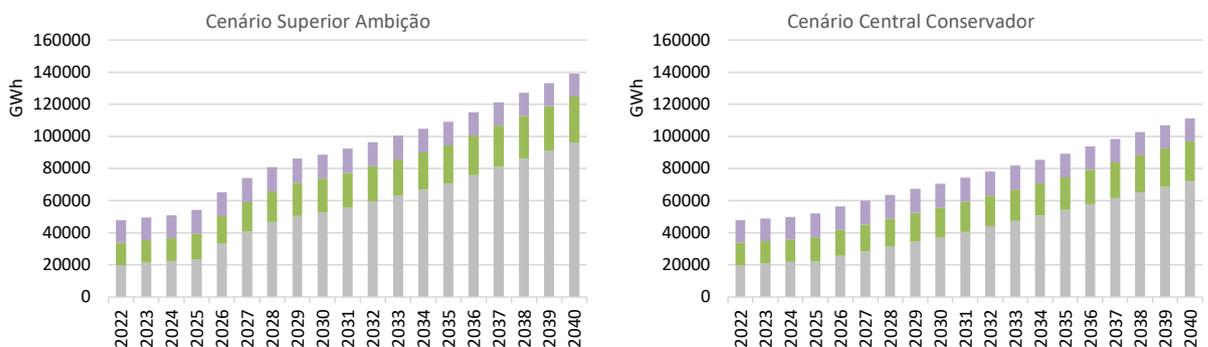


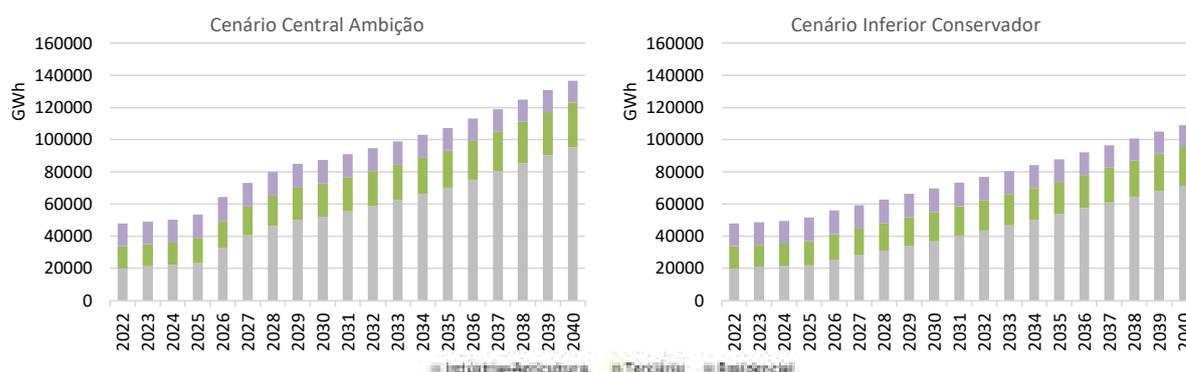
Importa referir que os níveis de consumo previstos a partir de 2025 apresentam uma ordem de grandeza que representa uma ruptura face aos valores históricos. Esta situação deve-se ao elevado consumo previsto dos eletrolisadores para produção de H₂ que já reflete as orientações assumidas na *draft* da revisão do PNEC, assente numa política industrial em torno do hidrogénio renovável sustentada no crescimento de novas fileiras industriais que irão consumir hidrogénio renovável como principal vetor energético.

O crescimento significativo previsto para os próximos anos deve-se, portanto, fundamentalmente, ao consumo dos eletrolisadores para produção de H₂ e dos outros grandes projetos incluídos neste exercício de previsão. De salientar que no consumo final está incluído o consumo abastecido quer através da RESP, quer através de produção própria, ou seja, autoconsumo.

A Figura 48 mostra a evolução anual prevista do consumo final de eletricidade por setores. O consumo anual previsto dos veículos elétricos e dos *datacenters* estão incluídos no setor Terciário, enquanto que o consumo dos eletrolisadores para produção de H₂ e outros grandes projetos industriais estão incluídos no setor da Indústria.

FIGURA 48 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE POR SETORES. PERÍODO 2023-2040





Pela análise dos resultados obtidos, conclui-se que o acréscimo de consumo resultante destas vertentes não é compensado pelas medidas de eficiência energética consideradas para estes setores.

Tal como expectável, as previsões para os cenários Ambição traduzem um crescimento médio anual do consumo final de eletricidade significativo, quer para o setor da Indústria, quer para o setor Terciário, com taxas superiores a 9% e 4% ao ano, respetivamente.

TABELA 3 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA DE ELETRICIDADE

Períodos	Indústria+Agricultura	Terciário	Residencial	Total
Cenário Superior Ambição				
2023-2040	9,2%	4,4%	0,1%	6,3%
2023-2030	13,7%	6,2%	1,0%	8,7%
2030-2040	6,2%	3,1%	-0,5%	4,6%
Cenário Central Ambição				
2023-2040	9,2%	4,2%	-0,2%	6,2%
2023-2030	13,6%	6,0%	0,7%	8,6%
2030-2040	6,2%	3,0%	-0,8%	4,6%
Cenário Central Conservador				
2023-2040	7,5%	3,6%	0,1%	5,0%
2023-2030	8,4%	4,4%	0,9%	5,4%
2030-2040	6,8%	3,0%	-0,5%	4,6%
Cenário Inferior Conservador				
2023-2040	7,4%	3,4%	-0,2%	4,9%
2023-2030	8,3%	4,2%	0,7%	5,3%
2030-2040	6,8%	2,9%	-0,7%	4,6%

Ao contrário destes setores, o setor Residencial evidencia um decréscimo ao longo do período decorrente do efeito previsto das medidas de eficiência energética sobre o consumo deste setor.

11. Autoconsumo

Neste exercício de previsão, a evolução do autoconsumo anual é composta por duas vertentes:

- autoconsumo associado às grandes instalações: inclui as cogerações, *datacenters*, outros novos projetos industriais e outros.
- autoconsumo das unidades de pequena produção para autoconsumo (UPAC) e da micro/mini produção, incluídas na produção distribuída ou descentralizada. As unidades de pequena produção (UPP) entregam a totalidade da sua produção à rede pública

A nível europeu são vários os Estados-membros que têm apostado na produção descentralizada como forma de reduzir perdas nas redes, diminuir a dependência externa e atribuir ao consumidor um papel mais ativo. A implementação progressiva das redes inteligentes induz a uma maior flexibilidade na procura e permite que os consumidores assumam um papel cada vez mais atuante e relevante no mercado de eletricidade, com a possibilidade de optar pelo autoconsumo. Também a criação das comunidades energéticas, assentes no desenvolvimento tecnológico e na crescente digitalização irá, certamente, potenciar o crescimento do autoconsumo.

O Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro, estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade para autoconsumo, UPAC, a partir de recursos renováveis ou não renováveis, sem prejuízo do excedente de energia produzido poder ser injetado na rede, revogando o Decreto-Lei nº 162/2019 de 25 de outubro e transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001.

Este diploma estabelece, igualmente, o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, designadas por Unidades de Pequena Produção, revogando o Decreto-Lei nº 172/2006 de 23 de agosto na sua redação atual.

A nível europeu, a Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, destaca a crescente importância do autoconsumo de eletricidade renovável, consagrando a definição dos conceitos de autoconsumidores de energia renovável e de autoconsumidores de energia renovável que atuam coletivamente, bem como de comunidades de energia renovável. Esta diretiva prevê um quadro normativo que permite aos autoconsumidores de energia renovável produzir, consumir, armazenar, partilhar e vender eletricidade.

Neste sentido, reconhece-se o potencial da atividade de produção em autoconsumo, incentivada pela criação das comunidades energéticas, como forma de promover um maior conhecimento, especialmente pelos consumidores em baixa tensão, do respetivo perfil de consumo, induzindo comportamentos de eficiência energética e contribuindo ainda para a otimização dos recursos endógenos e para a criação de benefícios técnicos para a RESP, nomeadamente através da redução de perdas na mesma. Para além disso, a evolução tecnológica dos sistemas de armazenamento suportados em soluções descentralizadas poderá potenciar o crescimento do autoconsumo, em conjugação com o desenvolvimento das redes inteligentes.

Como aspeto prévio à apresentação dos cenários de evolução do autoconsumo, cabe ainda mencionar que nos estudos de monitorização da segurança de abastecimento é efetuado um Teste de Stress de adequação do sistema eletroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário da procura Superior Ambição, tendo por base o sistema eletroprodutor existente, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo, considerando ainda a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável (alinhado com a evolução definida para o cenário Ambição), e apenas acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2023. Em consequência assume-se uma hipótese de evolução da capacidade instalada da produção distribuída diferente dos outros cenários da oferta e, portanto, um cenário de evolução do autoconsumo distinto.

Assim, relativamente aos cenários de autoconsumo, em ambas as vertentes se assumem os cenários da DGEG apresentados no documento dos pressupostos, tendo por referencial a evolução prevista da potência instalada nos cenários de oferta Conservador, Ambição e Teste de Stress.

Grandes instalações

Os cenários referentes às potências instaladas em cogeração (renovável e não renovável – Gás Natural) estão de acordo com os pressupostos constantes no RMSA-E 2023 e elaborados pela DGEG.

Sobre estes cenários e, relativamente às entregas de eletricidade à rede elétrica e ao autoconsumo, são efetuadas duas análises relativamente ao número de horas de utilização das centrais à plena carga. Foi adicionalmente assumido que as instalações que utilizam derivados do petróleo (fuelóleo, gasóleo e outros) já foram totalmente desclassificadas.

Deste modo, os pressupostos assumidos para o cenário Conservador, Ambição e Teste de Stress, relativos às instalações de cogeração, são os seguintes:

- Cenário Conservador: no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica pelas centrais a gás foi assumida uma utilização de 3 400 hpc, valor este referente ao ano 2023 (perspetiva conservadora face à contínua tendência de redução das entregas à rede por esta tecnologia). Em relação ao autoconsumo destas centrais foi considerada a utilização média dos últimos 3 anos, que corresponde a um valor de 700 hpc. Para as centrais Renováveis, no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica foi assumida uma utilização de 4 800 hpc, considerando a média dos últimos 3 anos. Por fim, relativamente ao autoconsumo destas centrais foi assumido um valor de 1 500 hpc, para a mesma janela temporal.
- Cenário Ambição e Teste de Stress: no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica pelas centrais a gás foi assumida uma utilização ainda mais conservadora de 2 800 hpc, refletindo a utilização verificada nestas centrais até julho de 2023. Em relação ao autoconsumo destas centrais foi considerada uma utilização um pouco mais otimista correspondendo à média dos últimos 4 anos no valor de 750 hpc. Para as centrais Renováveis, no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica foi assumida uma utilização mais otimista correspondente à média dos últimos 3 anos no valor de 4 900 hpc. Por fim, relativamente ao autoconsumo destas centrais foi assumido o mesmo valor de 1 500 hpc.

Considera-se igualmente o autoconsumo previsto associado aos consumos de outros grandes projetos, que se prevê entrem em exploração no período em estudo.

Como indicado nos pressupostos da DGEG, a componente do consumo de eletricidade destas unidades abastecida pela RESP é de 35% no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador. Deste modo, o abastecimento através de produção própria será de 65% no cenário Ambição e de 75% no cenário Conservador. Para além disso, o consumo de eletricidade destas unidades é calculado com base nos perfis de utilização disponibilizados pelos principais promotores destes projetos.

Relativamente ao autoconsumo previsto para as grandes instalações não cogeração, a sua evolução é determinada com base na evolução prevista da capacidade instalada para os três cenários de oferta, partindo do valor estimado de autoconsumo para 2022.

Produção descentralizada

No que concerne à produção descentralizada, a metodologia para determinação do autoconsumo previsto tem por base as seguintes etapas:

- desagregação da potência de ligação prevista por mini/microprodução, UPAC e UPP: mantém-se a potência de ligação da mini/microprodução igual ao valor estimado para 2022; a restante potência é repartida entre UPAC e UPP com base na relação de 2022;
- a evolução prevista da potência de ligação de unidades de produção distribuída que consta das tabelas dos cenários de oferta dos pressupostos da DGEG diz respeito apenas à potência com injeção à rede. Para aferir a evolução prevista de toda a capacidade destas unidades (com e sem injeção à rede) parte-se do valor de 2022 indicado nos pressupostos e aplica-se a tendência de evolução anual da capacidade das unidades com injeção à rede dos cenários da oferta;
- aferição da produção total para cada segmento: nas UPAC resulta da aplicação de um valor de referência de 1400 horas de utilização por ano; para a mini/microprodução e UPP resulta da aplicação do número de horas de utilização igual ao valor estimado para 2022. Esta distinção de metodologia resulta do facto de haver um número crescente de capacidade instalada em UPAC que iniciam a exploração no final do ano o que distorce o valor aferido do número de horas que resulta do quociente entre produção anual e potência instalada;
- cálculo do autoconsumo da mini/microprodução e das UPAC: com base em valores históricos, assume-se uma percentagem de entregas à rede de 98% no caso da mini/microprodução e de 13% no caso das UPAC. O diferencial face à produção total é contabilizado como autoconsumo.

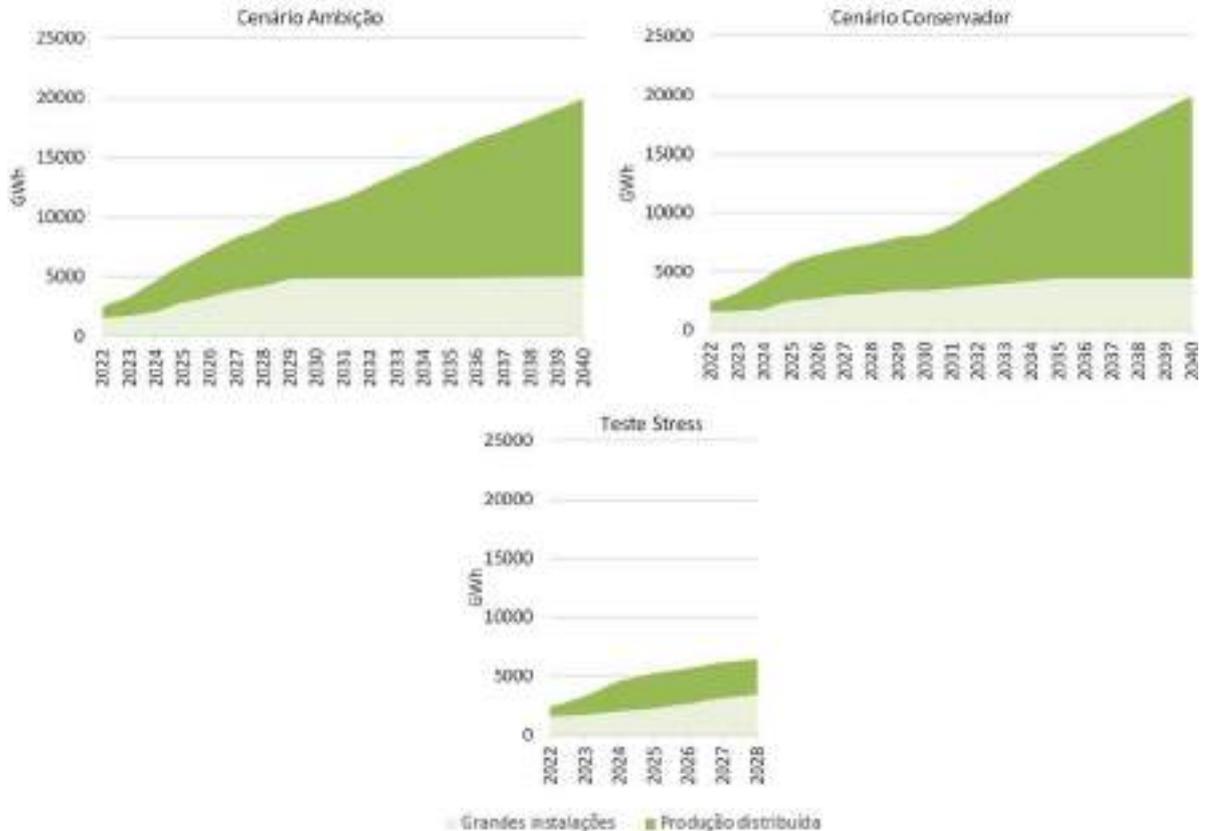
Como preconizado no n.º 2 do artigo 83.º do Decreto Lei n.º 15/2022, parte desta energia poderá circular na RESP em determinadas condições: no caso de UPAC ligadas às redes de distribuição de energia eléctrica em BT, a IU e a UPAC não distem entre si mais de 2 km de distância geográfica ou, em alternativa, estejam ligadas ao mesmo posto de transformação; ou estejam ligadas na mesma subestação, no caso de UPAC ligadas à RND e à RNT, desde que não seja ultrapassada a distância geográfica entre as UPAC e as IU de 4 km no caso de ligação em MT, de 10 km nas ligações em AT e de 20 km nas ligações em MAT.

Por falta de informação adicional que permita a quantificação da energia de autoconsumo que circulará na RESP, cumpridas as disposições de proximidade, neste exercício de previsão não se considera essa possibilidade. Logo que essa informação previsional esteja disponível será tida em consideração em próximos exercícios de previsão da procura.

Resultados obtidos

A Figura 49 ilustra a evolução anual prevista do autoconsumo para as duas vertentes, resultante da aplicação das metodologias acima descritas.

FIGURA 49 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO - CENÁRIOS DGEG



Das suposições assumidas resulta que o valor do autoconsumo em ambos os cenários apresenta um forte crescimento decorrente das componentes da produção distribuída. Em 2030 o peso do autoconsumo das grandes instalações e da produção distribuída sobre o total é, no cenário Ambição, de 45% e 55%, respetivamente, evoluindo para 25% e 75% em 2040. No cenário Conservador os pesos variam, respetivamente, entre 42% e 58% em 2030 e 22% e 78% em 2040.

Prevê-se que o total de autoconsumo evolua de cerca de 2,4 TWh em 2022 para cerca de 10,8 TWh e 8,1 TWh em 2030 no cenário Ambição e cenário Conservador, respetivamente. Para 2040 prevê-se um montante de autoconsumo de cerca de 19,9 TWh em ambos os cenários, o que representa um crescimento de cerca de 733% face a 2022.

A amplitude entre os cenários Ambição e Conservador evolui de 2 720 GWh em 2030 para -25 GWh em 2040 devido à evolução prevista da potência instalada para o horizonte do estudo nas diferentes vertentes, nomeadamente da cogeração e da produção distribuída em que o cenário Ambição apresenta valores inferiores aos do cenário Conservador.

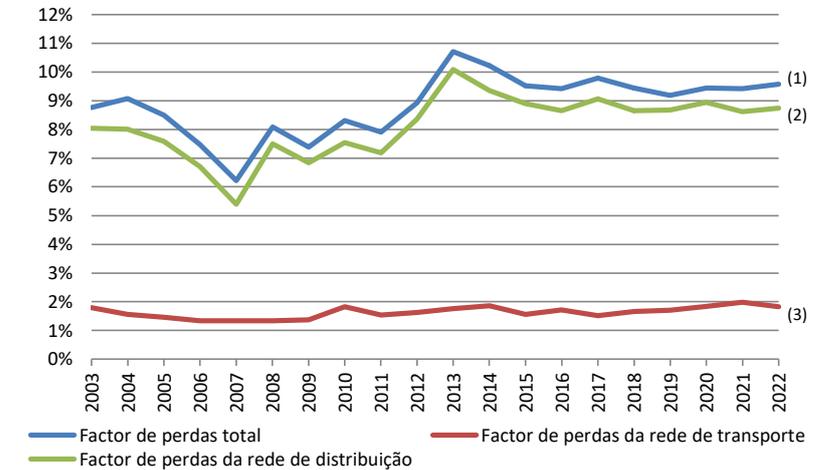
Importa ainda referir que relativamente a 2022 o valor previsto do autoconsumo para o horizonte do estudo cresce mais de oito vezes em ambos os cenários.

12. Fator de Perdas nas Redes

O fator de perdas indica a percentagem de energia emitida que não foi recebida pelos consumidores devido a perdas nas redes de transporte e distribuição. A Figura 50 mostra a evolução passada do fator

de perdas entre 2003 e 2022, total e individual das redes de transporte e de distribuição, calculado de acordo com as expressões indicadas.

FIGURA 50 – EVOLUÇÃO DO FATOR DE PERDAS TOTAL E INDIVIDUAL DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL. PERÍODO 2003-2022



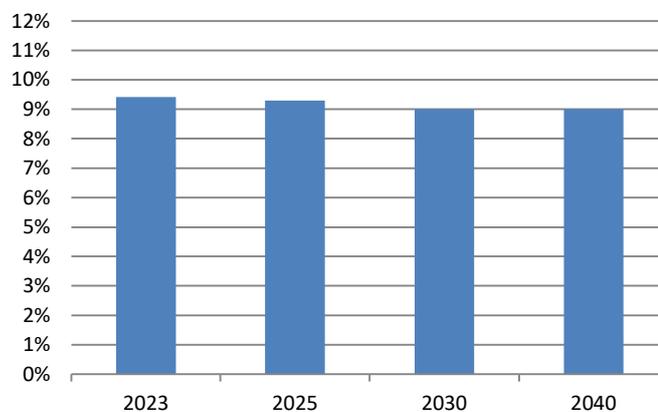
(1) Fator de perdas das redes total=1-(consumo final-autoconsumo)/consumo referido à produção líquida
 (2) Fator de perdas da rede de distribuição=1-energia saída/energia entrada (exclui MAT)
 (3) Fator de perdas da rede de transporte=1-energia saída/energia entrada
 Fonte: DGEG, REN e E-Redes

Entre o ano de 2003 e o ano de 2007 a tendência de evolução do fator de perdas é claramente decrescente em oposição ao período 2007-2013, caracterizado por uma evolução crescente para níveis bastante elevados devido, principalmente, ao agravamento do fator de perdas da rede de distribuição. A partir de 2013 é novamente observável um pendor decrescente do fator de perdas total.

Atendendo ao esforço de investimento na rede, em medidas preventivas de incidentes nas linhas e a projetos específicos nesta área, considerou-se que o fator de perdas global das redes, no futuro, tende a reduzir-se evoluindo entre cerca de 9,4% - valor estimado para 2023 - e 9% até 2030, mantendo-se constante até 2040.

A Figura 51 apresenta a evolução anual prevista do fator de perdas total das redes.

FIGURA 51 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO FATOR DE PERDAS TOTAL DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

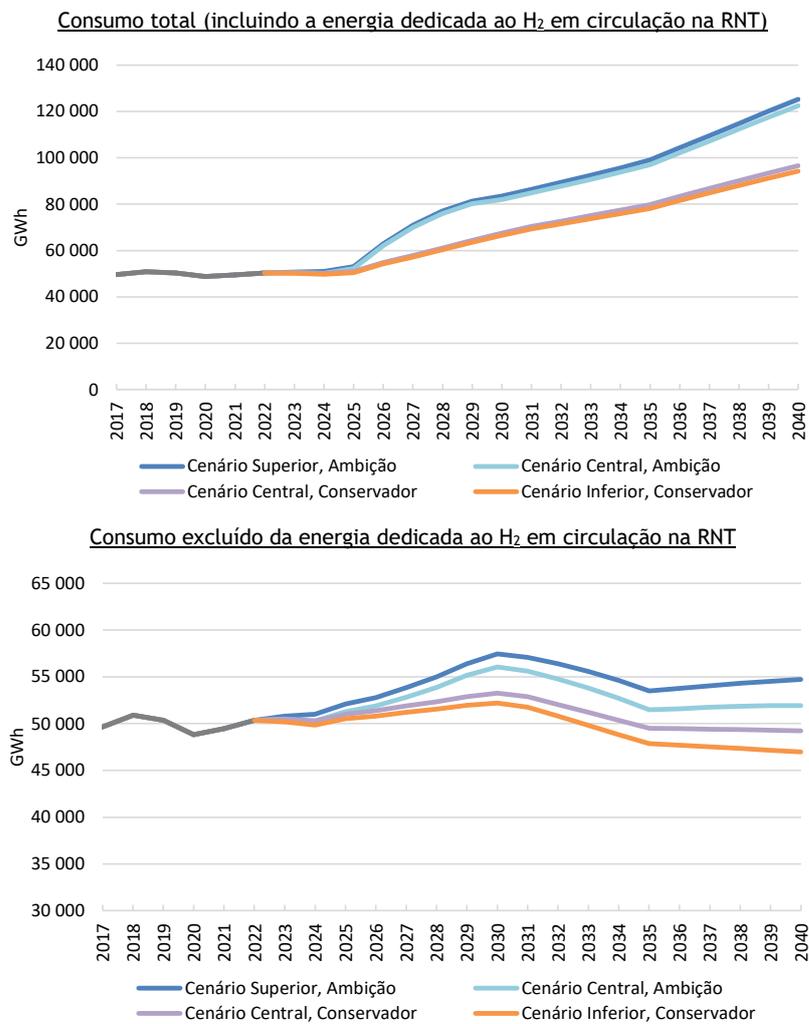


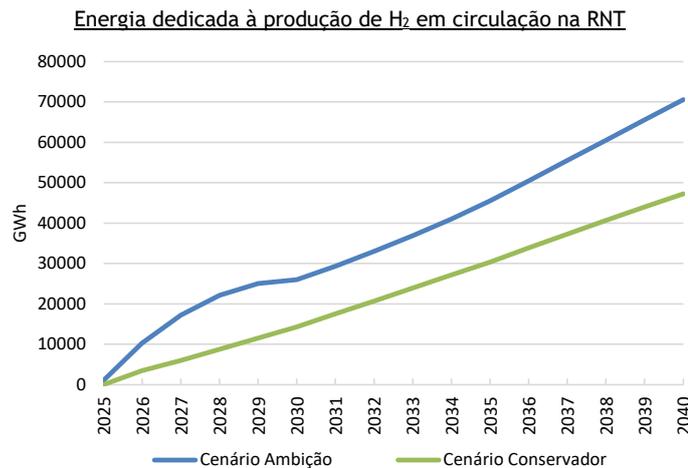
13. Previsão do Consumo de Eletricidade Referido à Produção Líquida

De acordo com a expressão (3), o consumo de eletricidade referido à produção líquida corresponde ao consumo final deduzido do autoconsumo e acrescido das perdas da rede. Em 2022, e com a retoma gradual da atividade económica, foi possível evidenciar alguma recuperação nos consumos de eletricidade, sendo que o consumo referido à produção líquida cresceu 1,8% em termos homólogos (+2,4% corrigido do efeito de temperatura e do efeito de calendário).

Relativamente às previsões, a trajetória de evolução do consumo referido à produção líquida, decorrente dos cenários de previsão do consumo final de eletricidade, da evolução do autoconsumo e do fator de perdas previsto é apresentada na Figura 52, para os cenários desenvolvidos. No primeiro gráfico é apresentado o consumo referido à produção líquida com a inclusão da energia dedicada à produção de H₂, no segundo é excluída a energia dedicada à produção de H₂ e no terceiro é ilustrada apenas a evolução da energia dedicada à produção de H₂.

FIGURA 52 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA. PERÍODO 2023-2040





Tal como acontece com o consumo final apresentado na secção 10, e analisando o gráfico com o consumo total referido à produção líquida, os níveis de consumo previstos a partir de 2025 apresentam uma ordem de grandeza que representa uma disrupção face aos valores históricos, situação que se deve ao elevado consumo previsto dos eletrolisadores para produção de H₂ e que já reflete as orientações assumidas no *draft* da revisão do PNEC.

Dos quatro cenários desenvolvidos o que apresenta um consumo mais baixo é o Inferior Conservador, contrastando com o Superior Ambição que apresenta o consumo mais elevado.

Optou-se por representar graficamente de forma autónoma o consumo referido à produção líquida excluído da energia dedicada à produção de H₂ pois é esse o consumo que irá servir de base aos estudos de simulação do sistema eletroprodutor no âmbito do RMSA-E2023.

Analisando esse gráfico, prevê-se que o consumo de energia elétrica referido à produção líquida, em 2030, seja de cerca de 57 TWh no cenário Superior Ambição, de 56 TWh no cenário Central Ambição, de 53 TWh no cenário Central Conservador e de 52 TWh no cenário Inferior Conservador, prevendo-se que, em 2040, possam ser alcançados valores de consumo que variam entre cerca de 55 TWh e cerca de 47 TWh, nos cenários Superior Ambição e Inferior Conservador, respetivamente.

Em 2030 o intervalo de variação entre os cenários que balizam as previsões situa-se em cerca de 5,2 TWh (cerca de 10% do consumo do cenário Central Conservador), enquanto no horizonte do estudo se situa em 7,8 TWh (cerca de 16% do consumo do cenário Central Conservador). Este diferencial aumenta ao longo do tempo, em resultado das diferentes trajetórias de crescimento económico que sustentam cada cenário e do nível de equilíbrio das taxas de crescimento do consumo de eletricidade dos diferentes sectores, bem como das perspectivas de evolução da eficiência energética, da eletrificação dos transportes, da capacidade instalada em eletrolisadores para produção não dedicada de H₂ verde e outros grandes projetos com ligação à RESP e da evolução do autoconsumo.

A partir de 2030 os cenários apresentam uma tendência de decréscimo que se fica a dever, essencialmente, à evolução mais relevante do autoconsumo por via do aumento da produção distribuída.

A Tabela 4 reflete as taxas médias de crescimento anual implícitas no consumo referido à produção líquida previsto, excluído da energia dedicada à produção de H₂ em circulação na RNT.

TABELA 4 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DO CONSUMO DE ELECTRICIDADE REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA, EXCLUÍDO DA ENERGIA DEDICADA AO H₂ EM CIRCULAÇÃO NA RNT. PERÍODO 2023-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2023-2040	0,4%	0,2%	-0,1%	-0,4%
2023-2030	1,8%	1,5%	0,8%	0,6%
2030-2040	-0,5%	-0,8%	-0,8%	-1,1%

Os cenários apresentados caracterizam-se por um crescimento médio anual de 0,4% no Cenário Superior Ambição, 0,2% no cenário Central Ambição, -0,1% no cenário Central Conservador e -0,4% no Cenário Inferior Conservador. Pelas razões expostas anteriormente, as taxas de crescimento previstas divergem entre cenários devido às diferentes conjugações de perspectivas de evolução das dimensões económica, social e tecnológica.

De salientar que no período 2023-2030, e principalmente nos cenários Ambição, as taxas de crescimento são mais elevadas devido ao consumo previsto associado aos grandes consumos e aos VE. No que respeita ao período 2030-2040, e para todos os cenários, as taxas de crescimento são inferiores às da década anterior devido ao elevado impacto da eficiência energética no consumo e aos níveis de autoconsumo decorrente do aumento muito significativo da produção distribuída.

14. Síntese dos Resultados Obtidos

Nesta secção representa-se graficamente, para cada cenário, a contribuição dos distintos vetores para o consumo referido à produção líquida (CRE), excluída da energia dedicada ao H₂ em circulação na RNT, para os períodos 2023-2030 e 2030-2040.

As características específicas de cada cenário e, conseqüentemente, os diferentes pressupostos assumidos fundamentam a diferenciação entre os resultados obtidos. Este tipo de representação para além de facilitar a comparação entre cenários, sistematiza o conjunto de efeitos sobre o consumo das várias vertentes e permite analisar o peso relativo de cada um, bem como a sua maior ou menor relevância em cada cenário.

Para cada período assinalado, a primeira coluna diz respeito aos resultados dos modelos econométricos, na vertente do consumo final de electricidade, obtidos tendo por base os cenários macroeconómicos e as especificações dos modelos descritas anteriormente. As outras colunas mostram a dimensão do impacto de cada vetor no consumo de electricidade.

FIGURA 53 – EFEITO DOS DISTINTOS VETORES NA PREVISÃO DO COSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA, EXCLUÍDO DA ENERGIA DEDICADA À PRODUÇÃO DE H₂ EM CIRCULAÇÃO NA RNT – CONTRIBUTOS EM CADA PERÍODO 2023 - 2030

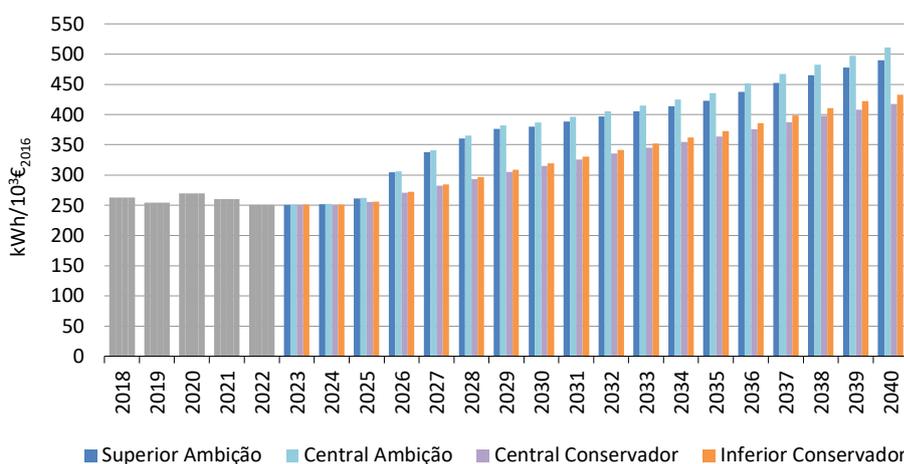


No período 2023-2030 destaca-se o consumo previsto dos grandes consumos, bem como do autoconsumo e da eficiência, embora em sentidos opostos. Entre 2030 e 2040 destaque para o impacto bastante expressivo do autoconsumo com níveis claramente superiores ao período anterior. O impacto da eficiência energética também aumenta face ao período anterior em ambos os cenários, o mesmo acontecendo com o consumo dos veículos elétricos. O impacto material das vertentes que contribuem para a redução do consumo tem um peso superior em todos os cenários, induzindo ao decréscimo do consumo nesta década.

Relativamente aos indicadores económico-energéticos apresentados a seguir, afigura-se importante evidenciar que estão referidos à procura total de eletricidade, que equivale ao consumo referido à produção líquida total, incluindo, portanto, a energia dedicada à produção de H₂ em circulação na RNT, acrescido do autoconsumo.

A Figura 54 mostra a evolução prevista da intensidade da procura de eletricidade no PIB no período em estudo.

FIGURA 54 – EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2023-2040



Da sua análise conclui-se que após um período de alguma estabilização, este indicador cresce a partir de 2025 em ambos os cenários, embora de forma mais intensa no cenário Ambição, devido ao consumo de eletricidade adicional decorrente do desenvolvimento dos projetos de produção de H₂ implícitos.

A Tabela 5 reflete as taxas médias de crescimento anual implícitas na intensidade da procura total no PIB, decorrente dos resultados obtidos.

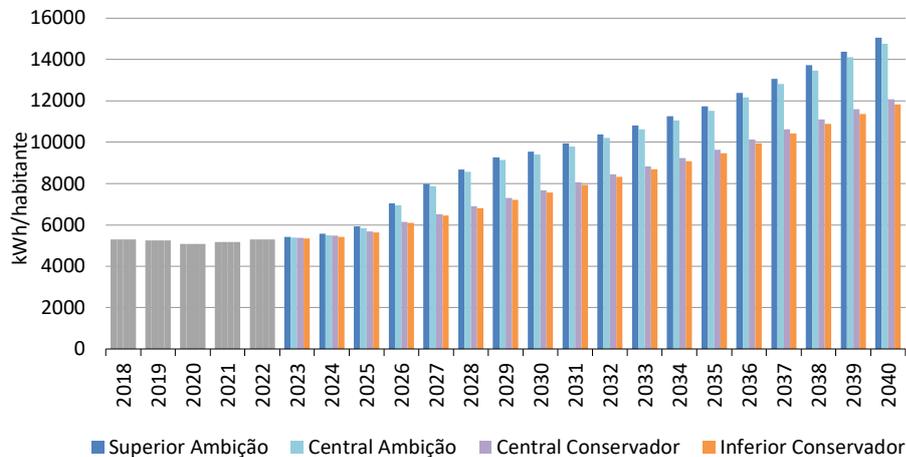
TABELA 5 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2023-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2023-2040	4,0%	4,3%	3,1%	3,3%
2023-2030	6,2%	6,4%	3,3%	3,5%
2030-2040	2,6%	2,8%	2,9%	3,1%

Entre 2030 e 2040 a taxa média de crescimento anual deste indicador em todos os cenários é inferior à do período anterior, com um diferencial mais acentuado no cenário Ambição.

Relativamente à procura total de eletricidade per capita, as previsões obtidas resultam na evolução anual deste indicador apresentada na Figura 55.

FIGURA 55 – EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE PER CAPITA. PERÍODO 2023-2040



Verifica-se igualmente que a procura de eletricidade per capita está a crescer em todos os cenários desenvolvidos, em particular no cenário Ambição, como será expectável face aos diferentes pressupostos assumidos.

A Tabela 6 mostra as taxas médias de crescimento anual implícitas na procura total de eletricidade per capita, resultante das previsões obtidas.

TABELA 6 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE PER CAPITA. PERÍODO 2023-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2023-2040	6,2%	6,1%	4,9%	4,8%
2023-2030	8,4%	8,3%	5,2%	5,1%
2030-2040	4,7%	4,6%	4,6%	4,6%

Para o período em análise as taxas apontam para um ritmo de crescimento superior ao verificado no último quinquénio (0,3% ao ano, em média).

15. Comparação com Previsões de Estudos Anteriores

Nas figuras seguintes comparam-se os resultados obtidos neste exercício de previsão face aos resultados do exercício anterior que serviram de base ao RMSA-E22, no que respeita ao consumo referido à produção líquida, consumo dos VE, poupanças decorrentes da eficiência energética, consumo dos grandes projetos, consumo de eletricidade de eletrolisadores para produção de H₂, autoconsumo e cenários de evolução do PIB.

FIGURA 56 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA. RMSA-E23 vs RMSA-E22



Comparativamente, os valores de consumo de eletricidade agora apresentados são inferiores aos do ano anterior em todos os cenários, mas com um maior diferencial nos cenários Ambição, principalmente a partir de 2030.

A partir de 2034 todos os cenários estão abaixo da envolvente dos cenários do RMSA-E22. No horizonte do estudo o cenário Superior Ambição está abaixo da envolvente com uma variação de -17% e o cenário Inferior Conservador com uma variação de -15%, sendo que o valor do consumo no cenário Superior Ambição é praticamente igual ao do cenário Inferior Conservador do RMSA-E22.

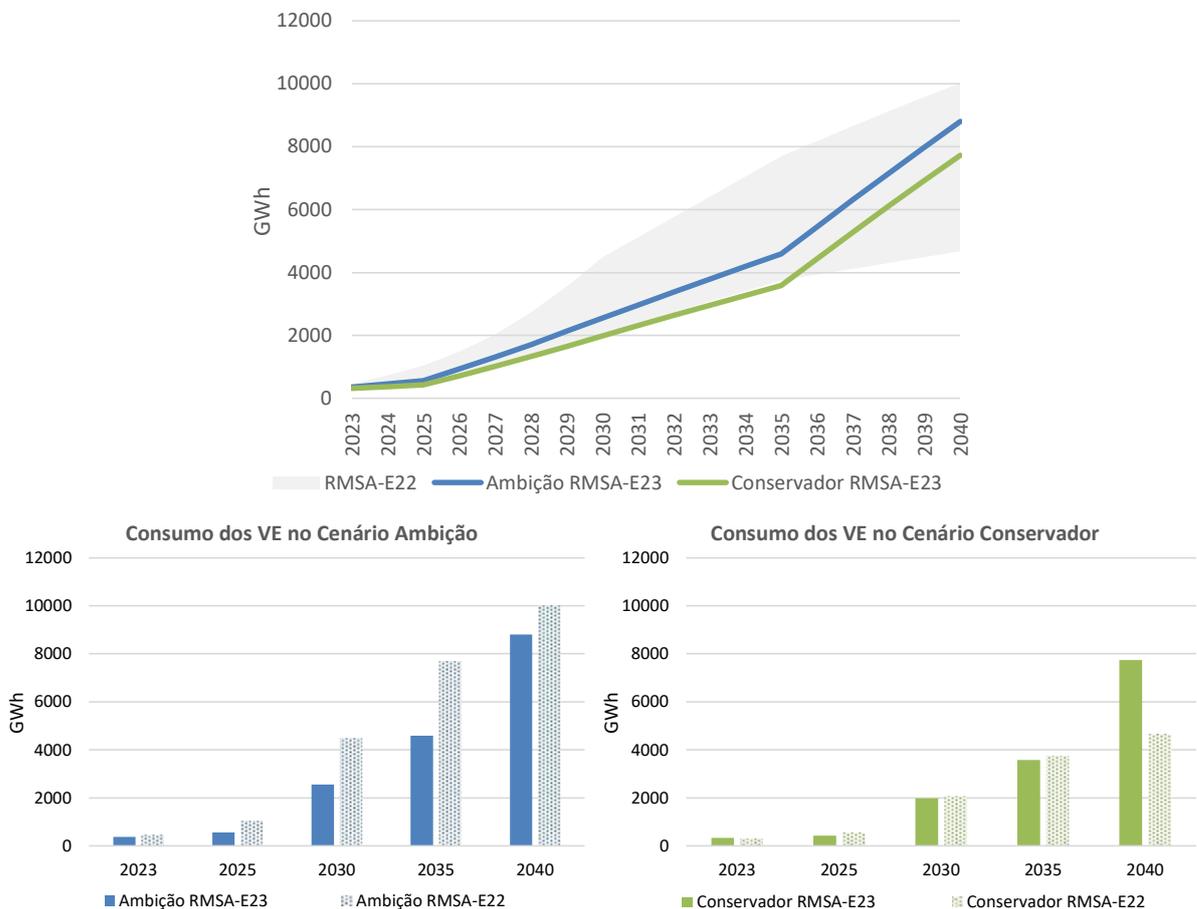
Esta situação fica a dever-se, essencialmente, à evolução mais relevante do autoconsumo por via do aumento da produção distribuída, vertente com impacto no sentido da redução do consumo referido à produção líquida, ao menor impacto da mobilidade elétrica no consumo de eletricidade e ao facto da produção não dedicada ser bastante inferior à do RMSA-E22 (que variava entre 35% no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador).

No entanto, e como já referido, há vários fatores económicos e tecnológicos que contribuem para a diferenciação dos cenários que se destacam a seguir.

Veículos Elétricos

Um desses fatores tem a ver com a mobilidade elétrica e a penetração dos VE. Pela observação da Figura 57 conclui-se que no cenário Ambição o consumo previsto dos VE é inferior em relação ao RMSA-E22 nos estádios representados. Já no que respeita ao cenário Conservador, o consumo final é superior ao do RMSA-E22 a partir de 2035.

FIGURA 57 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DOS VE. RMSA-E23 vs RMSA-E22

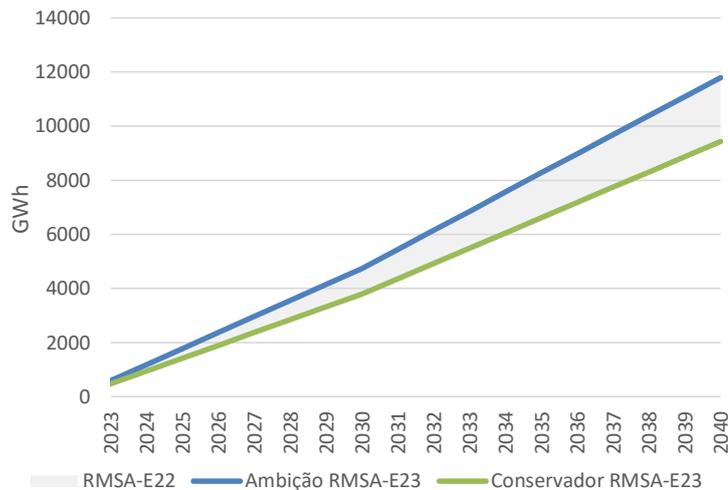


Em relação aos cenários do ano passado, o cenário Ambição é inferior em cerca de 43% em 2030 e 12% em 2040, enquanto que o cenário Conservador é inferior em 4% em 2030 e superior em 66% em 2040. Estes ajustamentos no consumo previsto dos veículos elétricos devem-se sobretudo às vertentes dos ligeiros de passageiros e ligeiros de mercadorias que apresentam evoluções distintas face ao considerado no exercício de previsão anterior.

Eficiência Energética

Relativamente a este fator, mantiveram-se os dois cenários de evolução das poupanças de eletricidade decorrentes da implementação de novas medidas de eficiência energética, como demonstrado na figura seguinte. Como já referido, inclui-se o impacto de medidas de eficiência a implementar no âmbito da renovação energética do edificado existente nos setores Residencial e dos Serviços constante da ELPRE.

FIGURA 58 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE ELETRICIDADE ACUMULADAS. RMSA-E23 vs RMSA-E22



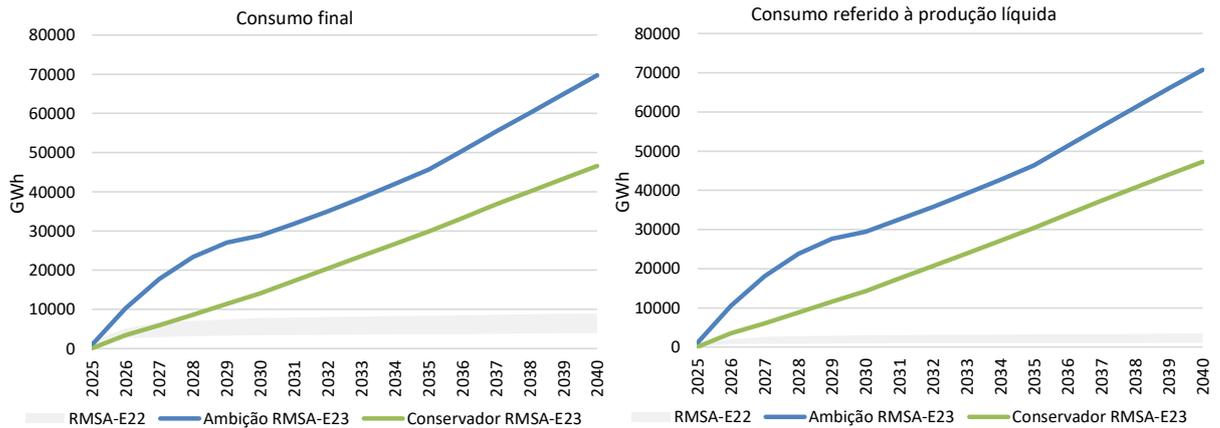
Produção de Hidrogénio

No RMSA-E22 a abordagem em relação a esta vertente assenta no abastecimento do consumo total das unidades de produção de H₂ repartido entre RESP e produção própria (autoconsumo), em conformidade com os pressupostos da DGEG. No exercício atual de previsão considera-se que o consumo de eletricidade dos eletrolisadores é abastecido na sua quase totalidade por produção dedicada, embora esta não possa ser considerada autoconsumo, pois está previsto que circule na RNT uma vez que os locais de consumo não estarão fisicamente próximos dos locais de produção.

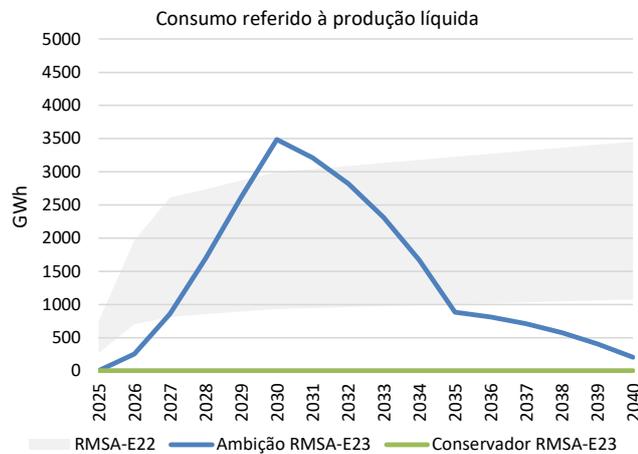
As figuras seguintes permitem analisar as diferenças obtidas para o consumo final e para o consumo referido à produção líquida com e sem a produção dedicada para o H₂. De realçar que a Figura 56 tem implícito apenas o consumo de eletricidade associado à produção de H₂ abastecido através de produção não dedicada pelo que o gráfico consistente com essa abordagem é o terceiro gráfico seguinte.

FIGURA 59 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO DE ELETRICIDADE DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO DE H₂. RMSA-E23 vs RMSA-E22

Consumo com produção dedicada e não dedicada para H₂



Consumo só com produção não dedicada para H2

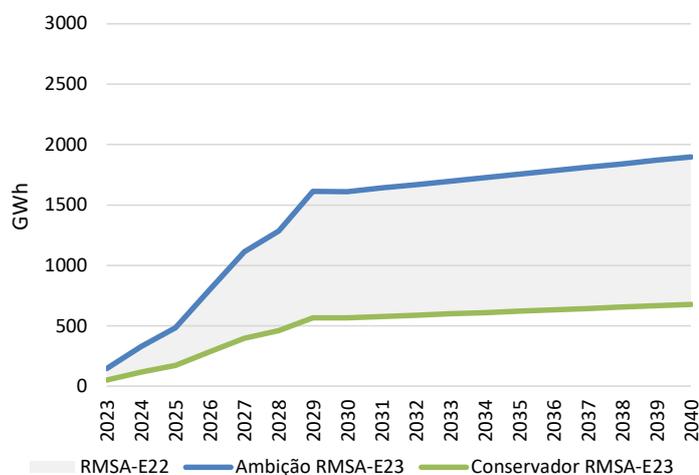


Os níveis de consumo de eletricidade para produção de H₂ constantes do atual exercício de previsão são muito superiores aos do RMSA-22, mas analisando apenas o efeito da produção não dedicada para produção de H₂ conclui-se que o impacto nos cenários do ano passado era superior. O cenário Conservador atual não tem produção não dedicada a abastecer os eletrolisadores e no cenário Ambição os valores são sempre inferiores com exceção dos anos de 2030 e 2031.

Outros grandes consumos

Relativamente a este fator, mantiveram-se os dois cenários de evolução, como demonstrado na figura seguinte.

FIGURA 60 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA DOS OUTROS GRANDES CONSUMOS. RMSA-E23 vs RMSA-E22

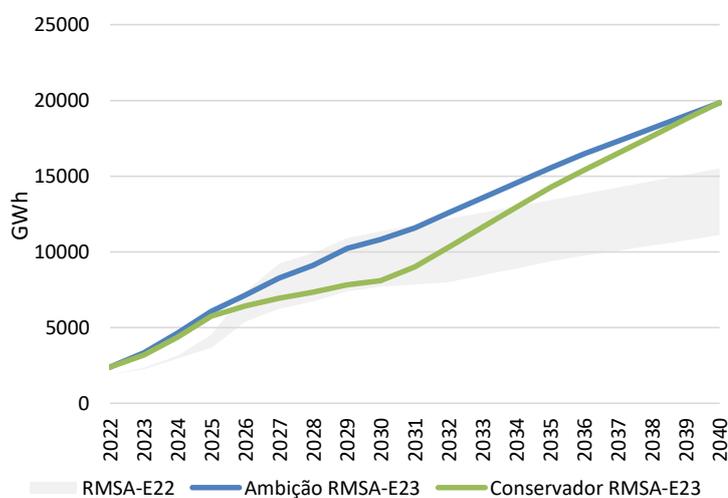


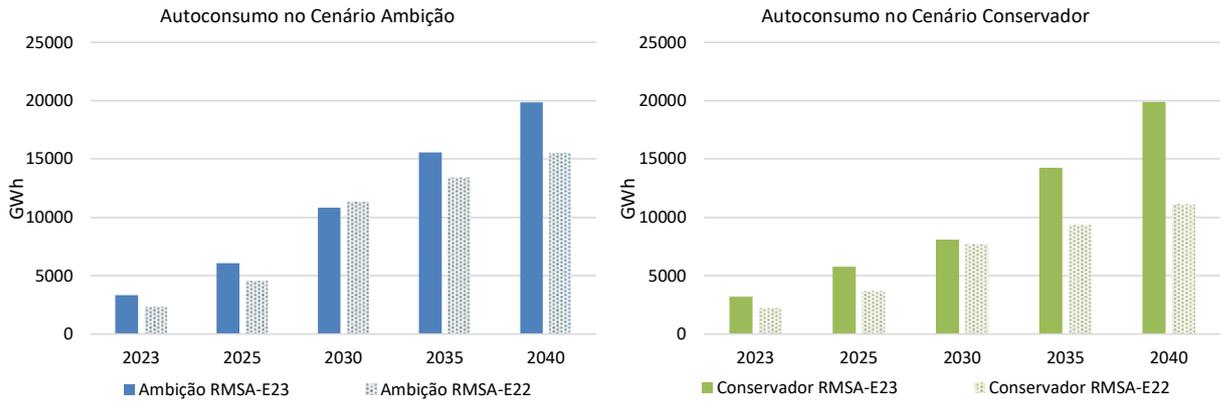
Autoconsumo

Um outro fator prende-se com a evolução do autoconsumo, caracterizado por um crescimento considerável nos cenários atuais face aos cenários anteriores.

Na Figura 61 compara-se a evolução prevista do autoconsumo.

FIGURA 61 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO. RMSA-E23 vs RMSA-E22





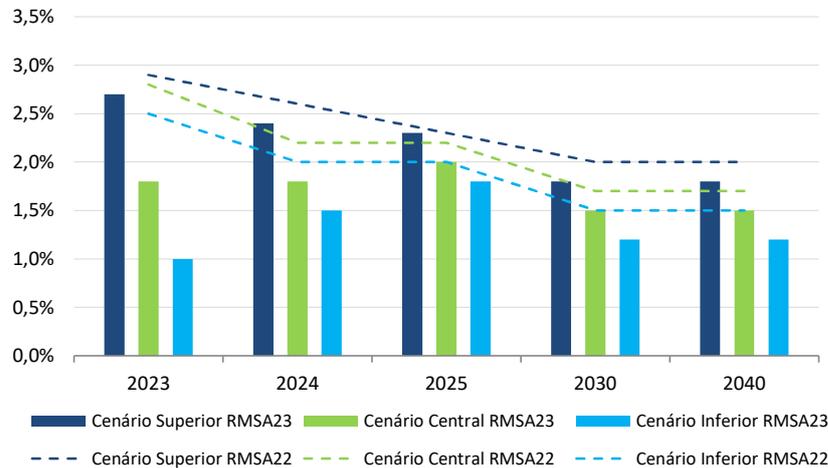
Não esquecer que na determinação do consumo referido à produção líquida o autoconsumo é deduzido ao consumo final (ver equação(3)), uma vez que, pelas suas características, é um consumo abastecido através de redes privadas.

Pelos resultados obtidos conclui-se que no RMSA-E23 o impacto do autoconsumo a partir de 2030 é muito superior em ambos os cenários. No horizonte do estudo o autoconsumo é superior em cerca de 28% no cenário Ambição e 79% no cenário Conservador.

Evolução do PIB

Finalmente, outro fator de extrema importância são os cenários macroeconómicos.

FIGURA 62 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DO PIB. RMSA-E23 vs RMSA-E22



Pelas razões já apresentadas, as previsões do PIB para os próximos três anos assentam em níveis com uma ordem de grandeza diferente dos cenários anteriores. Após 2025 há uma convergência para valores muito próximos, embora os cenários atuais sejam inferiores aos do RMSA-E22.



ANEXOS

ANEXO 3

PREVISÃO DAS PONTAS SÍNCRONAS DO
SEN PARA O PERÍODO 2024-2040

REN 

Índice

1.	Pontas de Consumo.....	3
1.1	Enquadramento.....	3
1.2	Metodologia do fator de carga.....	4
1.3	Perfil diário do consumo de eletricidade associado ao carregamento dos VE.....	5
1.4	Perfil diário do consumo de eletricidade associado ao H2 e outros grandes consumos	8
1.5	Estimativa de evolução da ponta do SEN no período 2024-2040	8
2.	Considerações/recomendações finais	12

Índice de Figuras

Figura 1 - DISTRIBUIÇÃO DAS PARTIDAS E CHEGADAS DOS VEÍCULOS LIGEIOS E DISTRIBUIÇÃO DA DISTÂNCIA MÉDIA PERCORRIDA PELOS MESMOS EM PORTUGAL CONTINENTAL.....	5
Figura 2 - PERFIL DE CARREGAMENTO DIÁRIO: A) “DIRECT RECHARGING” E B) “VALLEY RECHARGING” ...	6
Figura 3 - PERFIL DE CARREGAMENTO VE CENÁRIO AMBIÇÃO 2030 PARA OS RMSA E 2023 E 2022 (20% “DIRECT RECHARGING” E 80% “VALLEY RECHARGING”)).....	7
Figura 4 - PERFIL DE CARREGAMENTO VE CENÁRIO AMBIÇÃO 2030 PARA OS RMSA E 2023 E 2022 (60% “DIRECT RECHARGING” E 40% “VALLEY RECHARGING”)	7
Figura 6 - PONTA DE INVERNO PARA OS CENÁRIOS CENTRAL CONSERVADOR E AMBIÇÃO, SUPERIOR AMBIÇÃO E TESTE STRESS	9
Figura 7 - PONTA DE VERÃO PARA OS CENÁRIOS CENTRAL CONSERVADOR E AMBIÇÃO, SUPERIOR AMBIÇÃO E TESTE STRESS	9
Figura 8 - PONTA DE INVERNO PARA CONDIÇÕES STANDARD, AGRAVADA E MÁXIMA DECORRENTES DO EFEITO DE TEMPERATURA.....	10
Figura 9 - IMPACTE DO EFEITO TEMPERATURA E DA ESTRATÉGIA DE CARREGAMENTO DOS VE NA PONTA DE INVERNO DE 2030	11
Figura 10 - IMPACTE DO EFEITO DE TEMPERATURA E DA ESTRATÉGIA DE CARREGAMENTO DOS VE NA PONTA DE INVERNO DE 2024.....	12

1. Pontas de Consumo

1.1 Enquadramento

A mobilidade elétrica é um dos vetores com maior impacto ao nível da previsão do consumo de eletricidade no horizonte de médio e longo prazo. A forte penetração de veículos elétricos (VE) terá consequências significativas no aumento da procura de eletricidade, em que por exemplo, no cenário Ambição o impacto no consumo referido à produção líquida é de cerca de 5% em 2030 e de 23% em 2040, enquanto que, no cenário Conservador é de cerca de 4% em 2030 e de cerca de 19% em 2040. No entanto, a consequência mais relevante em termos de segurança de abastecimento será o seu efeito ao nível das pontas de consumo do SEN.

À medida que a tecnologia vai progredindo e são colocadas à disposição dos utilizadores diferentes e crescentes potências de carregamento e maior capacidade das baterias, por sua vez associadas a diversas estratégias de carregamento dependentes das escolhas e comportamento dos utilizadores, multiplicam-se as hipóteses de cenarização e os desafios na estimativa das pontas síncronas de consumo do SEN, que passam a ter que integrar esta nova realidade.

Relativamente à vertente energética do hidrogénio, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) enquadra o seu papel atual e futuro no sistema energético e propõe um conjunto de medidas de ação e metas de incorporação nos vários setores da economia. As metas estabelecidas na EN-H2 contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de eletricidade, sendo grande parte alimentada exclusivamente com produção dedicada e uma pequena parcela através da ligação à RESP. Esta ligação à RESP leva a que os consumos de eletricidade daí decorrentes devam ser vertidos no presente exercício. Este racional foi igualmente seguido na elaboração do *draft* da revisão do PNEC 2030, pelo que para efeitos do RMSA-E 2023, foram considerados os cenários de evolução da potência instalada de consumo de eletricidade nos eletrolisadores alinhados com os cenários WEM (no caso do cenário Conservador) e WAM (no cenário Ambição) do *draft* da revisão do PNEC. No exercício de previsão das pontas de consumo de eletricidade consideram-se os impactes decorrentes de perspetivas futuras de evolução da capacidade em eletrolisadores alimentados pela RESP. Assim, as projeções da evolução desta vertente apontam, em 2030, para uma ponta de consumos relativa aos eletrolisadores de 445 MW no cenário Ambição e 0 MW no cenário Conservador e, em 2040, de 0 MW em ambos os cenários (ou seja, a totalidade dos consumos de eletricidade pelos eletrolisadores advém de potência dedicada).

Por fim, neste exercício de previsão foi considerado necessário incluir no período em análise o impacto previsto nas pontas de consumo de eletricidade decorrente da entrada em exploração de outros grandes projetos consumidores de eletricidade. As projeções da evolução desta vertente apontam para uma capacidade instalada destes grandes projetos com ligação à RESP de 616 MW no cenário Ambição e 303 MW no cenário Conservador em 2030 e de 726 MW no cenário Ambição e 363 MW no cenário Conservador em 2040.

Assim, as pontas síncronas são calculadas tendo em conta:

- as pontas mensais, calculadas utilizando a metodologia baseada no fator de carga aplicada aos cenários de previsão da procura de eletricidade (deduzidos dos consumos dos veículos elétricos, do consumo de eletricidade pelos eletrolisadores e de outros grandes consumos;
- os perfis diários do consumo de eletricidade associado ao carregamento dos VE considerados nas respetivas perspetivas de evolução;
- os perfis diários do consumo de eletricidade associado à produção de hidrogénio verde, e;
- os perfis diários do consumo de eletricidade decorrente da entrada em exploração de outros grandes projetos consumidores de eletricidade.

1.2 Metodologia do fator de carga

Tendo por base os cenários de evolução da procura, para a previsão das pontas mensais do SEN (sem considerar o efeito do carregamento de veículos elétricos, da vertente energética do hidrogénio e da vertente de consumos de outros grandes consumos), foi utilizada a metodologia baseada no fator de carga. Nesta metodologia, a determinação das pontas de Inverno e de Verão resulta do processo de caracterização do perfil da procura mensal a partir dos valores históricos da potência referida à emissão dos anos mais recentes (período compreendido entre 2018 e 2019 e o período de 2021 e 2022)¹. O processo é composto pelas seguintes fases:

1. Determinação da repartição da procura anual pelos meses do ano;
2. Identificação do perfil dos diagramas normalizados de duração de cargas mensais, através da aproximação dos dados históricos por polinómios do 5º grau;
3. Cálculo das pontas mensais a partir da repartição da procura anual pelos meses do ano, aplicada aos diagramas determinados no ponto anterior.

Aos valores resultantes, aplica-se ainda um agravamento da ponta horária por efeito de temperatura (agravamento com probabilidade de não excedência de 95% e 100%, correspondendo esta última à ponta máxima previsível para o SEN) tendo em conta o histórico dos últimos 30 anos. O agravamento total máximo da ponta de consumos por efeito de temperatura (associado a uma probabilidade de não excedência de 100%) em janeiro, julho e dezembro corresponde a 13.0%, a 7.1% e a 17.6%, respetivamente. Adicionalmente, admite-se que as alterações do comportamento dos consumidores decorrentes de medidas de eficiência energética estão abrangidas na evolução do fator de carga nos anos mais recentes. Do conjunto das pontas mensais, são depois selecionados os maiores valores da ponta dos meses de Inverno e de Verão.

Sublinha-se que as construções dos cenários para os estudos desenvolvidos não consideraram fenómenos derivados da evolução da temperatura devido às alterações climáticas, uma vez que não existem dados disponíveis.

¹ Consequência da pandemia COVID-19, que teve início em Portugal em março de 2020, optou-se por não incluir na determinação do perfil da procura de eletricidade os dados históricos referentes a esse ano, de modo a não incorporar os hábitos de consumo de eletricidade decorrentes deste acontecimento.

1.3 Perfil diário do consumo de eletricidade associado ao carregamento dos VE

Para a caracterização do perfil de carregamento dos VE foram analisadas duas estratégias distintas de carregamento dos VE disponíveis no modelo PS-MORA²: a) estratégia “*Direct Recharging*” e b) estratégia “*Valley Recharging*”.

A estratégia de carregamento direto - “*Direct Recharging*” assume que a decisão é do proprietário do VE que o carrega através da ligação à RESP sempre que necessita, tendo em conta a distribuição das partidas e das chegadas dos veículos ligeiros (Figura 1). Em termos tarifários, os consumidores considerados neste tipo de carregamento não são influenciados pelas variações do preço da energia ao longo do dia. Neste caso, consideram-se essencialmente as situações em que o carregamento ocorre quando os condutores chegam a casa no final do dia.

Já a estratégia de carregamento – “*Valley Recharging*”, pelo contrário, assume que o proprietário do VE carrega a viatura através da RESP nos períodos em que o preço da energia elétrica é mais baixo, i.e., associado aos períodos de vazio do diagrama de carga do consumo. De acordo com o perfil da procura anual de eletricidade verifica-se que os períodos de super-vazio ocorrem entre as 22h e as 6h do dia seguinte e os períodos de ponta ocorrem entre as 18 h e as 21h.

Adicionalmente, foi considerada a distribuição da distância média percorrida em Portugal Continental plasmada na Figura 1³.

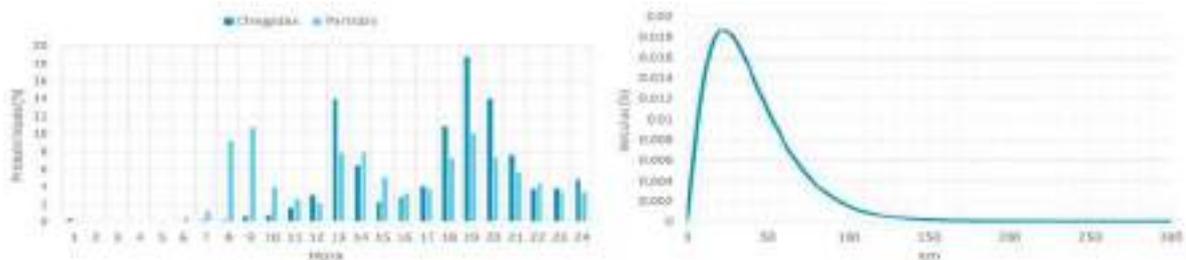


FIGURA 1 - DISTRIBUIÇÃO DAS PARTIDAS E CHEGADAS DOS VEÍCULOS LIGEIOS E DISTRIBUIÇÃO DA DISTÂNCIA MÉDIA PERCORRIDA PELOS MESMOS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Para os diferentes tipos de veículos elétricos em Portugal considerados no RMSA-E 2023 foram ainda assumidos alguns pressupostos técnicos no que respeita ao carregamento, nomeadamente sobre a sua tipologia (lento, rápido ou ultra-rápido) e respetivas potências de carregamento (entre 3,6kW e 350kW), e a capacidade de armazenamento das baterias (nos ligeiros BEV entre 45 e 50 kWh, nos ligeiros PHEV de 12 kWh e entre 165 e 230 kWh, nos pesados de passageiros e de mercadorias).

A título de exemplo, a Figura 2 representa o perfil diário de carregamento dos VE associado a ambas as estratégias de carregamento, “*Direct Recharging*” e “*Valley Recharging*”.

² PS-MORA® Power Systems – Model for Operational Reserve Adequacy - é propriedade intelectual da REN (Registado em 01/09/2018 com o nº 017892360).

³ Mobilidade e funcionalidade do território nas Áreas Metropolitanas do Porto e Lisboa, Instituto Nacional de Estatística, 2017

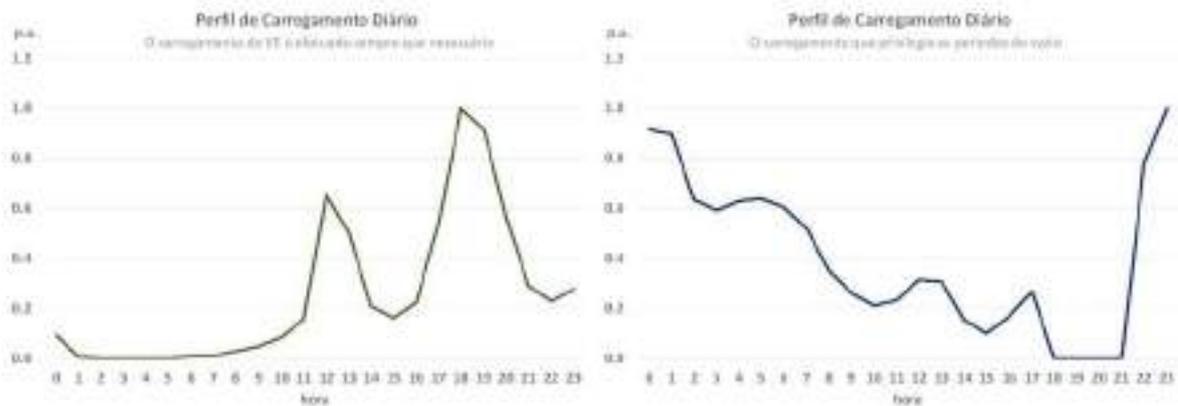


FIGURA 2 - PERFIL DE CARREGAMENTO DIÁRIO: A) "DIRECT RECHARGING" E B) "VALLEY RECHARGING"

Para a definição da caracterização da ponta de consumo associada aos VE, as estratégias simples de carregamento por parte do utilizador final foram combinadas de modo a representar duas hipóteses distintas de comportamento:

- **VE 20-80:** em que 20% dos veículos ligeiros de passageiros adotam uma estratégia de *Direct Recharging* e 80% de *Valley Recharging*. Os restantes segmentos adotam uma estratégia de carregamento idêntica;
- **VE 60-40:** em que 60% dos veículos ligeiros de passageiros adotam uma estratégia de *Direct Recharging* e de 40% *Valley Recharging*. Os restantes segmentos mantêm a estratégia de carregamento 20% de *Direct Recharging* e 80% *Valley Recharging*.

Atentos estes pressupostos, os resultados das simulações realizadas mostram que a mobilidade elétrica impacta consideravelmente na ponta de consumos do SEN e é fortemente dependente da estratégia de carregamento. Especificamente para o horizonte 2030, considerando a estratégia de carregamento VE 20-80, prevê-se que o carregamento dos VE incremente "nas tradicionais horas de ponta do SEN" cerca de 460 MW no caso do cenário Central Ambição, ou seja, valor inferior ao apresentado no RMSA-E22 que foi cerca de 800 MW, cf. se observa na Figura 3. A revisão em baixa do número de VE face ao RMSA-E 2022 explica esta redução.

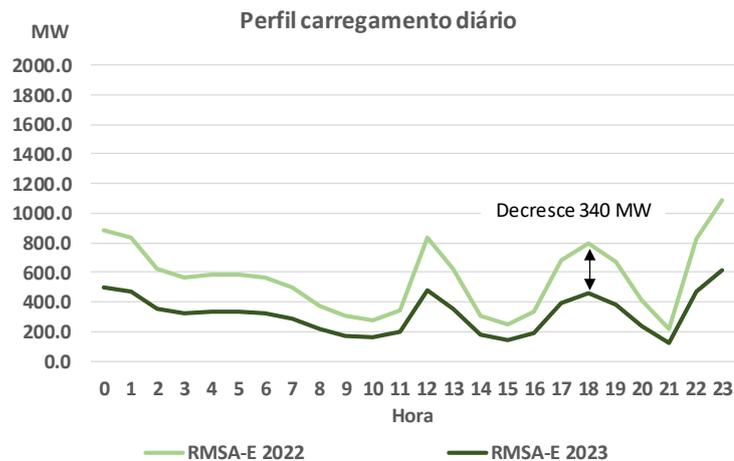


FIGURA 3 - PERFIL DE CARREGAMENTO VE CENÁRIO AMBIÇÃO 2030 PARA OS RMSA E 2023 E 2022 (20% "DIRECT RECHARGING" E 80% "VALLEY RECHARGING")

No mesmo horizonte e para o mesmo cenário (Figura 4), caso a estratégia de carregamento adotada seja a VE 60-40, a carga solicitada incrementará às tradicionais horas de ponta do SEN cerca de 940 MW, mas com uma redução da ponta do SEN de 710 MW face ao RMSA-E 2022 (que apresentou uma ponta de cerca de 1600 MW).

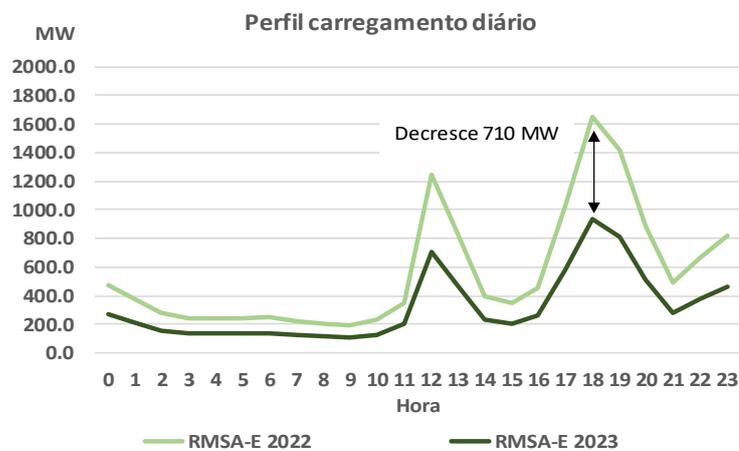


FIGURA 4 - PERFIL DE CARREGAMENTO VE CENÁRIO AMBIÇÃO 2030 PARA OS RMSA E 2023 E 2022 (60% "DIRECT RECHARGING" E 40% "VALLEY RECHARGING")

No Cenário Conservador, no que refere às estratégias de carregamento VE 20-80 e VE 60-40, os valores da ponta decorrentes dos VE em 2030 são de 370 MW e de 760 MW, respetivamente.

Assim, dada a incerteza associada ao potencial impacte para o SEN decorrente da evolução dos VE e das respetivas estratégias de carregamento, este fenómeno deve ser monitorizado de uma forma próxima e através da promoção do tratamento dos dados sobre o consumo neste segmento. Desta forma, os futuros estudos de segurança de abastecimento ao nível da produção de eletricidade devem refletir essa informação para garantir que a transição prevista para a mobilidade elétrica no PNEC 2030 tem uma resposta adequada por parte do sistema elétrico.

1.4 Perfil diário do consumo de eletricidade associado ao H2 e outros grandes consumos

Tendo em conta a incerteza sobre a dimensão da produção de eletricidade dedicada/própria (autoconsumo) para o abastecimento do consumo de eletricidade dos grandes consumidores, admitiu-se que no cenário Ambição, a RESP iria abastecer 35% das necessidades de consumo de eletricidade e os restantes 65% seriam garantidos através de produção própria e, no cenário Conservador, a RESP iria abastecer 25% das necessidades de consumo de eletricidade e os restantes 75% garantidos através de produção própria.

Para efeitos de construção dos perfis de consumo diários, foram considerados os perfis de utilização previstos e disponibilizados pelos promotores dos maiores projetos de grandes consumos. Especificamente para o horizonte 2030, prevê-se que os consumos afetos aos grandes consumos cresçam “nas tradicionais horas de ponta do SEN” cerca de 60 MW e 175 MW nos casos dos cenários Conservador e Ambição, respetivamente.

Para o cenário Ambição, considera-se ainda uma análise de sensibilidade a um consumo correspondente a uma capacidade de 2 GW alinhado com os valores de consumos adicionais assumidos no *draft* da revisão do PNEC 2030 (totalizando 10 GW, considerando os consumos associados à produção de hidrogénio verde e outros grandes consumos industriais), assumindo os pressupostos anteriores deste cenário em termos de percentagem a abastecer diretamente pela RESP. Esta sensibilidade eleva o consumo na hora de ponta para cerca de 565 MW.

No que refere à produção de eletricidade para o abastecimento do consumo de eletricidade dos eletrolisadores e de acordo com a informação disponibilizada pela DGEG, apenas no cenário Ambição e nos anos 2030, 2035 e 2040 se considera alimentação a partir da RESP. Desta forma, a projeção da evolução desta vertente aponta, em 2030, para uma ponta de consumos relativa aos eletrolisadores de 445 MW, e nos outros dois horizontes de 25 MW e 0 MW, respetivamente.

1.5 Estimativa de evolução da ponta do SEN no período 2024-2040

Nas Figura 5 e Figura 6 apresenta-se um resumo dos valores obtidos para a Ponta Anual de Inverno e de Verão para os cenários Central Conservador, Central Ambição, Superior Ambição e Superior Ambição (Teste Stress), para os estádios 2024, 2025, 2030, 2035 e 2040, admitindo a estratégia de carregamento VE 20-80.

No caso específico do estádio 2030, para todos os cenários, bem como para o estádio 2024 no cenário Superior Ambição (Teste Stress), são ainda apresentados os valores das pontas para a estratégia de carregamento VE 60-40 dado este cenário ser mais gravosos ao nível da segurança de abastecimento dos consumos de eletricidade afeta à mobilidade elétrica.

Cenário Central Conservador - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE20-80		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2024	49768	2024	50300	2024	8675	2024	9190	2024	9795
2025	50365	2025	51011	2025	8790	2025	9315	2025	9925
2030	50500	2030	53251	2030	9105	2030	9630	2030	10240
2035	44925	2035	49487	2035	8400	2035	8865	2035	9410
2040	40067	2040	49243	2040	8240	2040	8655	2040	9140

a) Para condições standard de temperatura
b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Cenário Central Ambição - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE20-80		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2024	49456	2024	50298	2022	8655	2024	9170	2024	9770
2025	50173	2025	51285	2025	8815	2025	9335	2025	9940
2030	48150	2030	56060	2030	9330	2030	9830	2030	10415
2035	43802	2035	51484	2035	8500	2035	8955	2035	9485
2040	40157	2040	51926	2040	8550	2040	8970	2040	9455

a) Para condições standard de temperatura
b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Cenário Superior Ambição - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE20-80		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2024	50161	2024	51003	2024	8780	2024	9300	2024	9905
2025	50989	2025	52100	2025	8955	2025	9485	2025	10100
2030	49522	2030	57431	2030	9570	2030	10080	2030	10680
2035	45838	2035	53519	2035	8855	2035	9330	2035	9885
2040	42937	2040	54707	2040	9030	2040	9475	2040	9995

a) Para condições standard de temperatura
b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Cenário Superior Ambição (Teste Stress) - Ponta Anual (Inverno)

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE20-80		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2024	50238	2024	51079	2024	8790	2024	9315	2024	9920
2025	51948	2025	53059	2025	9120	2025	9660	2025	10290

a) Para condições standard de temperatura
b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

FIGURA 5 - PONTA DE INVERNO PARA OS CENÁRIOS CENTRAL CONSERVADOR E AMBIÇÃO, SUPERIOR AMBIÇÃO E TESTE STRESS

Cenário Central Conservador - Ponta de Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE20-80		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2024	49768	2024	50300	2024	7085	2024	7185	2024	7585
2025	50365	2025	51011	2025	7185	2025	7285	2025	7685
2030	50500	2030	53251	2030	7470	2030	7570	2030	7975
2035	44925	2035	49487	2035	6915	2035	7000	2035	7365
2040	40067	2040	49243	2040	6820	2040	6900	2040	7220

a) Para condições standard de temperatura
b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Cenário Central Ambição - Ponta de Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE20-80		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2024	49456	2024	50298	2022	7080	2024	7175	2024	7575
2025	50173	2025	51285	2025	7215	2025	7315	2025	7715
2030	48150	2030	56060	2030	7700	2030	7795	2030	8180
2035	43802	2035	51484	2035	7035	2035	7120	2035	7475
2040	40157	2040	51926	2040	7135	2040	7215	2040	7535

a) Para condições standard de temperatura
b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Cenário Superior Ambição - Ponta de Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE20-80		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2024	50161	2024	51003	2024	7180	2024	7280	2024	7680
2025	50989	2025	52100	2025	7330	2025	7430	2025	7840
2030	49522	2030	57431	2030	7890	2030	7990	2030	8385
2035	45838	2035	53519	2035	7320	2035	7410	2035	7780
2040	42937	2040	54707	2040	7525	2040	7610	2040	7955

a) Para condições standard de temperatura
b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

Cenário Superior Ambição (Teste Stress) - Ponta de Verão

Consumo Total na Emissão (GWh)				Ponta dos consumos total (MW)					
S/ VE H2 GC		Final VE20-80		Standard (MW) ^{a)}		Agravada (MW) ^{b)}		Máxima (MW) ^{c)}	
Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW
2024	50238	2024	51079	2024	7190	2024	7290	2024	7690
2025	51948	2025	53059	2025	7465	2025	7565	2025	7985

a) Para condições standard de temperatura
b) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%
c) Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%

FIGURA 6 - PONTA DE VERÃO PARA OS CENÁRIOS CENTRAL CONSERVADOR E AMBIÇÃO, SUPERIOR AMBIÇÃO E TESTE STRESS

No cenário Superior Ambição a ponta de Inverno atinge, em 2030, 9 570 MW em condições *Standard* de temperatura, 10 080 MW em condições Agravadas de temperatura (com probabilidade de não excedência de 95%) e um valor máximo de 10 680 MW, para condições extremas de temperatura (com probabilidade de não excedência de 100%), cf. observado na Figura 6.

A partir de 2030, as pontas de consumo sofrem um decréscimo na sequência da redução dos cenários da procura referida à emissão, sendo a ponta de consumos em 2040, no cenário Superior Ambição em condições *Standard* de temperatura, de cerca de 9000 MW, atingindo um máximo de cerca de 10 000 MW.

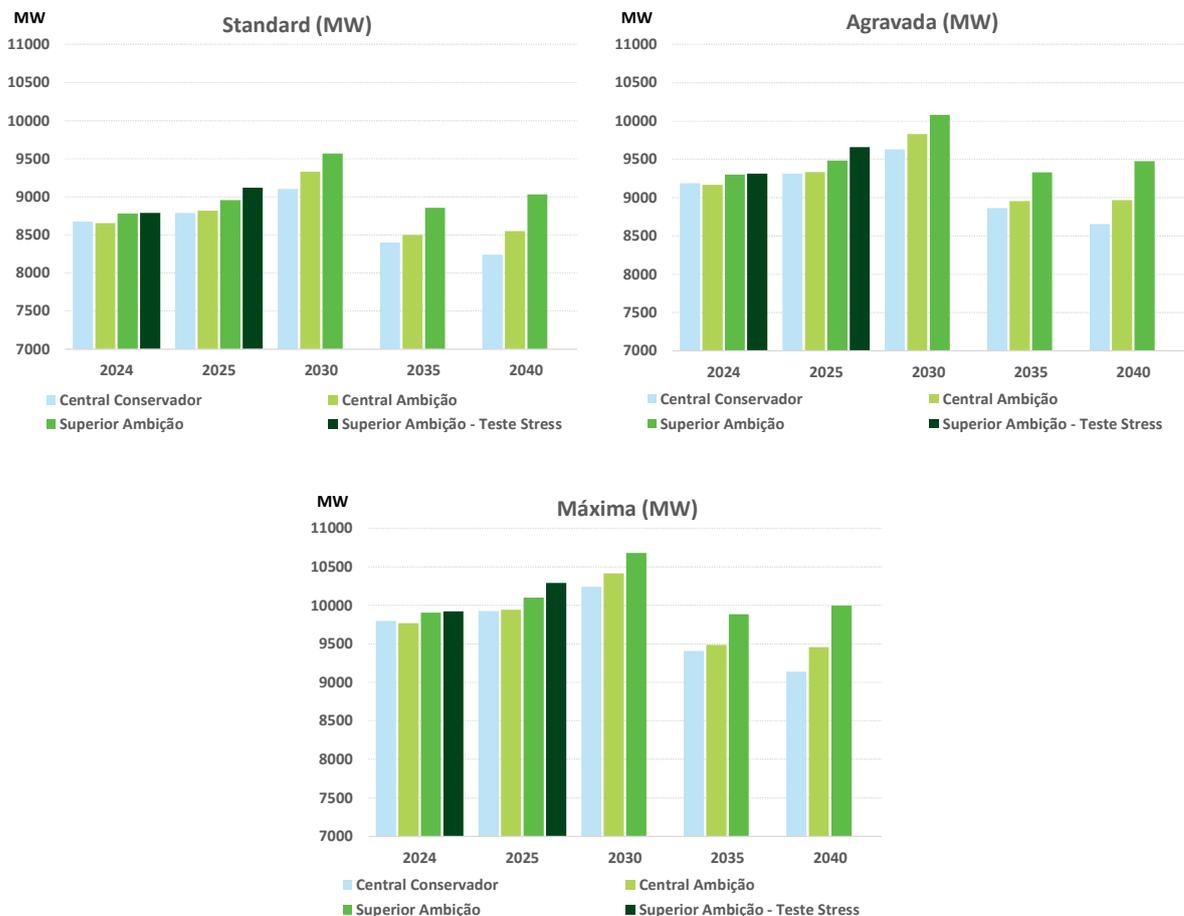


FIGURA 7 - PONTA DE INVERNO PARA CONDIÇÕES STANDARD, AGRAVADA E MÁXIMA DECORRENTES DO EFEITO DE TEMPERATURA

Os efeitos resultantes das condições de temperatura face às condições *Standard* (ponta de consumos Agravada e ponta Máxima) têm impacte no crescimento da ponta de consumos do SEN, como se pode verificar na Figura 7. Por exemplo, no Cenário Central Ambição, em 2030, estima-se um agravamento da ponta por efeito de temperatura (com uma probabilidade de não excedência de 95%) em cerca de 500 MW, e um agravamento máximo de cerca de 1080 MW (com uma probabilidade de não excedência de 100%).

Para uma análise ao horizonte 2030 apresentam-se na **Error! Reference source not found.** os efeitos na ponta de consumos resultantes da estratégia de carregamento dos VE adotada e do efeito de temperatura. O valor das pontas considerando os efeitos de temperatura (*Standard*, *Agravada* e *Máxima*) e das 2 estratégias de carregamento de VE (VE 20-80 e VE 60-40), varia cerca de 22%, entre um mínimo de 9 105 MW (ponta *Standard* no Cenário Central Conservador VE 20-80) e um máximo de 11 100 MW (ponta *Máxima* do Cenário Superior Ambição –VE 60-40).

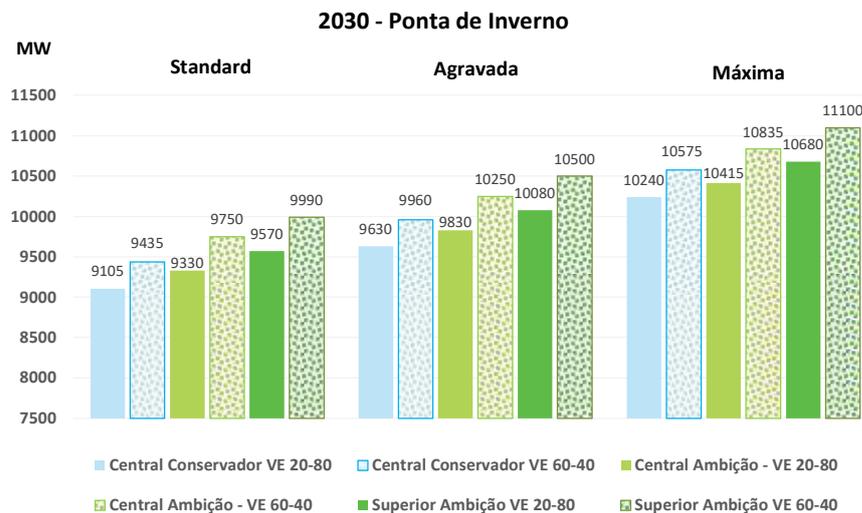


FIGURA 8 - IMPACTE DO EFEITO TEMPERATURA E DA ESTRATÉGIA DE CARREGAMENTO DOS VE NA PONTA DE INVERNO DE 2030

Neste horizonte, a amplitude de variação da ponta de consumo devido às diferentes estratégias de carregamento dos VE varia entre 330 MW, no caso do cenário Conservador, e 420 MW, no caso do cenário Ambição, face a uma variação máxima de cerca de 1080 MW por efeito de temperatura.

Da comparação das pontas de consumo no horizonte 2030 entre o estudo do RMSA-E 2023 e o anterior exercício (RMSA-E 2022) pode concluir-se o seguinte:

- Nos cenários central Ambição e Conservador, em condições *standard* de temperatura e estratégia de carregamento VE 20-80, a ponta diminui em cerca de 380 MW e 65 MW, respetivamente;
- No cenário superior Ambição em condições *standard* de temperatura e estratégia de carregamento VE 20-80, a ponta diminui em cerca de 335 MW;
- No cenário superior Ambição, estratégia de carregamento VE 60-40, a ponta Máxima atinge os 11 100 MW (menos cerca de 390 MW quando comparado com o cenário superior Ambição VE-60-40 do RMSA-E 2022).

No que respeita ao estágio 2024, apresenta-se na Figura 9 as respetivas pontas de consumo. Considerando os efeitos de temperatura (*Standard*, *Agravada* e *Máxima*) e da estratégia de carregamento no Cenário Superior Ambição – Teste Stress, o valor das pontas varia cerca de 13% entre um mínimo de 8 870 MW (ponta *Standard* no Cenário Superior Ambição VE 20 80) e um máximo de 10 000 MW (ponta *Máxima* do Cenário Superior Ambição – Teste Stress VE 60 40).

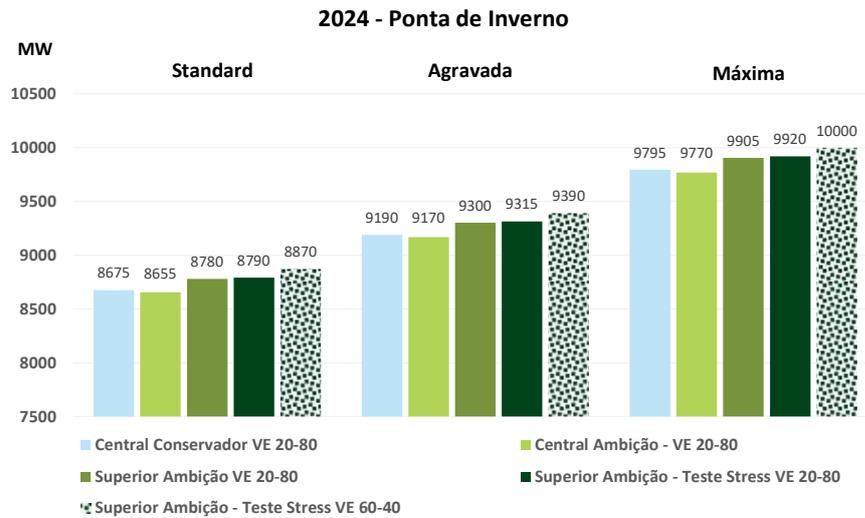


FIGURA 9 - IMPACTE DO EFEITO DE TEMPERATURA E DA ESTRATÉGIA DE CARREGAMENTO DOS VE NA PONTA DE INVERNO DE 2024

2. Considerações/recomendações finais

Deste exercício de previsão das pontas síncronas de consumo do SEN para o período 2024-2040, importa ainda reter o seguinte:

- os impactes da eletrificação dos transportes no setor elétrico são relevantes, quer ao nível dos aumentos dos consumos de eletricidade (decorrentes da penetração dos VE), quer em particular ao nível da alteração dos diagramas de cargas (dependentes das tecnologias disponíveis e das estratégias de carregamento dos utilizadores). Desta forma, sendo um tema que apresenta uma dinâmica de mudança e uma elevada incerteza associada, importa continuar a acompanhar e a analisar com atenção em próximos exercícios;
- outro ponto a monitorizar em detalhe em próximos exercícios de análise da segurança de abastecimento, prende-se com a evolução dos futuros consumos quer dos eletrolisadores, para produção de H2, quer dos grandes consumos que possam surgir com ligação à RESP. Realça-se que dada a tendência de aceleração da transição energética para uma economia neutra em carbono, será expectável um elevado crescimento destes consumos nos próximos anos;

Por fim, tratando-se este exercício baseado em estudos de médio e longo prazo, as consequências das alterações climáticas, nomeadamente as variações por efeito de temperatura, são também um tema relevante a acompanhar, devendo a sua consideração ser ponderada logo que estejam disponíveis estudos que possibilitem a simulação de cenários com a incorporação desta variável.



ANEXOS

ANEXO 4

EVOLUÇÃO DA RNT E DAS INTERLIGAÇÕES

REN 

Índice

1.	Princípios e objetivos dos Planos de Desenvolvimento da Rede	1
2.	Capacidades de receção das redes planeadas do PDIRT	2
3.	Estabilidade e segurança do sistema	3
3.1	Limitação de concentração de geração	3
3.2	Impacte da integração de grandes volumes de produção renovável.....	3
3.3	Serviço de <i>black start</i>	4
4.	Capacidade comercial de interligação com Espanha	5
4.1	Evolução da capacidade de interligação nos últimos anos.....	5
4.2	Perspetivas de evolução da capacidade de interligação a médio e longo prazo.....	8
5.	Principais impactos / alterações ao desenvolvimento da rede previsto	9
6.	Localização de nova produção na RNT	15
7.	Análises de sensibilidade à procura	15

Índice de Figuras

Figura 1: Capacidade comercial de interligação portugal – espanha verificada nos anos de 2013, 2018 e 2022	6
Figura 2: Produção embebida na área de influência da subestação de Chafariz (ano 2022)	13
Figura 3: Produção embebida na área de influência da subestação de Portimão (ano 2022)	14

Índice de Tabelas

Tabela 1: Linhas de interligação existentes e planeadas e respetiva capacidade de transporte	7
Tabela 2: Previsão dos valores mínimos ⁽¹⁾ indicativos da capacidade comercial de interligação	8

1. Princípios e objetivos dos Planos de Desenvolvimento da Rede

O planeamento da RNT rege-se por princípios e regras de segurança e de qualidade de serviço de abastecimento aos clientes que resultam da própria natureza da concessão em regime de serviço público e de exclusividade. Algumas destas regras constam do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI), do Regulamento de Operação das Redes e dos “Padrões de Segurança para Planeamento da RNT” publicados no capítulo 9.º do Regulamento da Rede de Transporte, através da Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho.

O desenvolvimento da RNT observa também as orientações de política energética nacional, tendo em conta a informação recolhida dos pedidos de ligação à rede formulados pelos utilizadores da RNT (produtores e consumidores), de modo a propiciar as estratégias de investimento mais eficientes para a articulação entre a oferta e a procura de eletricidade, assegurando ainda a estabilidade do sistema e mantendo valores de capacidade de interligação com Espanha que suportem o desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e que contribuam para as metas de capacidade de interligação estabelecidas a nível europeu, no esteio da implementação do Mercado Europeu de Energia e da estratégia de integração de Fontes de Energias Renováveis (FER).

Em cumprimento da legislação em vigor, em novembro de 2021, a REN enviou à DGEG a versão final da proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte para o período 2022-2031 (PDIRT 2022-2031), a qual tem em consideração os pareceres emitidos pela Direção-Geral de Energia e Geologia” (DGEG) e pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), na sequência da consulta pública promovida pela ERSE entre maio e junho de 2021, como os comentários recebidos no âmbito daquela consulta. Os projetos de desenvolvimento e de modernização da RNT apresentados na proposta do PDIRT 2022-2031 visam permitir ao operador da RNT criar condições para o cumprimento das políticas energéticas superiormente definidas, dar resposta aos compromissos estabelecidos com o operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) e com o operador da rede de transporte espanhola, bem como ir ao encontro de outros pedidos de ligação à rede aprovados pelo Concedente, tendo como objetivo continuar a garantir a segurança do funcionamento das redes, incluindo a sua qualidade e fiabilidade. Em 2 de dezembro de 2022, o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2022-2031 foi alvo de aprovação pelo Secretário de Estado do Ambiente e da Energia. O ciclo de PDIRT seguinte debruça-se sobre o período 2024 a 2033 (PDIRT 2024-2033).

2. Capacidades de receção das redes planeadas do PDIRT

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, (DL 15/2022), prevê, no n.º 2 do seu art.º 18.º, o acesso à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) por parte de promotores de novos centros electroprodutores através de três modalidades: **a)** modalidade de acesso geral; **b)** modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP e **c)** modalidade de procedimento concorrencial. Para ser possível o acesso à RESP de novos centros electroprodutores, é necessário solicitar a prévia reserva de capacidade, concedida através da atribuição de um Título de Reserva de Capacidade (TRC)^{1 e 2}. Assim, tendo em conta:

- as licenças de produção atribuídas pela DGEG ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação anterior a junho de 2019;
- os TRC já emitidos ou em fase de emissão por ambos os operadores ao abrigo da alínea a) do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, (DL 172/2006) com a redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho (DL 76/2019);
- os TRC emitidos no âmbito dos 1.º e 2.º processos concorrenciais para atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP para energia solar fotovoltaica, realizados, respetivamente, em 2019 e em 2020, ao abrigo da alínea c) do artigo 5.º-A do DL 172/2006, com a redação que lhe foi dada pelo DL 76/2019;
- os TRC relativos aos processos concorrenciais de 2021 consagrados no Despacho n.º 9241-C/2021, de 17 de setembro, e no Decreto-Lei n.º 98/2021 (DL 98/2021), de 16 de novembro;
- as pronúncias do Gestor Técnico Global do Sistema Elétrico Nacional (GTGSEN) para o Operador da Rede de Distribuição (ORD) [incluindo as relativas a Unidades de pequena produção (UPP) e Unidades de produção para autoconsumo (UPAC) ao abrigo dos despachos da DGEG n.º 41/2019, n.º 43/2019 e n.º 46/2019] e as cauções pagas ou em fase de pagamento;
- os processos pendentes conforme lista no âmbito dos Termos de Referência publicados pela DGEG para efeitos de estudos com vista à atribuição de TRC ao abrigo da modalidade de acordo supramencionado,

¹ Esta necessidade estava já prevista no DL 76/2019, que atualizou o DL 172/2006.

² Cf. DL 15/2022, não se aplica: a) às UPAC, exceto àquelas em que se preveja que a injeção de excedentes na RESP seja superior a 1 MVA; b) à hibridização; c) ao sobre-equipamento e ao sobre-equipamento autónomo; d) ao reequipamento.

revela-se nesta fase inexequível a apresentação de capacidade na RNT para receção de nova produção, tanto em AT como em MAT.

Efetivamente, dada a elevada quantidade de pedidos de Acordo³ para a ligação à rede ao abrigo da alínea b) do n.º 2 do artigo 5.º-A) do anterior DL 172/2006, com a redação que lhe foi dada pelo DL 76/2019, e cuja tramitação ainda se encontra em curso, o nível de incerteza futura associado à composição do parque electroprodutor e da própria rede em si mantém-se elevado, pelo que na presente data não se considera praticável uma identificação devidamente sustentada de estimativa da capacidade de receção a ficar disponível nas instalações da RNT, quer em MAT, quer em AT.

3. Estabilidade e segurança do sistema

3.1 Limitação de concentração de geração

De forma a prevenir eventuais situações potencialmente mais graves, nomeadamente na sequência de defeitos na RNT, que possam conduzir a disparos de geração superiores a 2 000 MW que coloquem em risco a segurança e a estabilidade geral do sistema⁴ ibérico, potenciais situações de elevadas concentrações de potência nos mesmos nós de rede ou em nós diretamente conexos com insuficientes ligações para o estabelecimento de alternativas de escoamento deverão ser estudadas individualmente através de análises específicas de comportamento da rede.

3.2 Impacte da integração de grandes volumes de produção renovável

Com o esperado crescimento da geração de origem solar e eólica em Portugal e na Europa, os geradores síncronos convencionais térmicos tendem a ser gradualmente substituídos por geração baseada em fontes de energia renovável, com uma parte significativa desta produção ligada à rede através de eletrónica de potência. A flexibilidade que hoje em dia é proporcionada pela geração síncrona convencional, como o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia, poderá no futuro ser muito menor, à medida que aumenta a capacidade instalada de geração baseada em FER que, intrinsecamente, poderá não providenciar essa flexibilidade. Este é um dos desafios atuais e futuros que tem de ser cuidadosamente analisado e acautelado, de modo a evitar problemas de estabilidade nos sistemas elétricos no futuro.

³ De notar que os pedidos de Acordo têm uma dispersão nacional, abrangendo, portanto, todo o território continental.

⁴ N.º 9.3.3.1 do Cap. 9, Padrões de segurança para planeamento da RNT, do Regulamento da Rede de Transporte (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho).

Tendo em conta a necessidade de garantir a segurança dos sistemas elétricos, foi publicado pela Comissão Europeia (CE) o Regulamento (EU) 2016/631, de 14 de abril de 2016, implementado em Portugal pela Portaria n.º 73/2020, que estabelece um código de rede relativo aos requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede - *Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators (RfG)*, onde está incorporada esta preocupação de âmbito europeu. Este regulamento, e correspondente Portaria n.º 73/2020 em Portugal, estabelece, entre outros aspetos, requisitos técnicos para a ligação de geradores tendo por base a dimensão dos mesmos (potência ativa máxima que pode ser injetada no ponto de ligação à rede), de forma a garantir que estes tenham uma capacidade de desempenho adequada, que é essencial para o correto funcionamento de todo o sistema elétrico interligado. A existência destes requisitos torna-se imprescindível a partir do momento em que se verifica a saída de geração síncrona em favor das FER, podendo ocorrer no futuro um número crescente de horas de operação com limitada capacidade de controlo de frequência e de tensão. Atualmente já ocorre um número significativo de horas ao longo do ano em que Portugal apresenta um *mix* de geração com elevadas percentagens de geração eólica e solar e reduzida geração convencional. Nestas situações, a segurança do sistema é assegurada pelas centrais convencionais em serviço em Portugal e pelas interligações.

Em suma, o significativo aumento esperado de integração de FER, nomeadamente aquele que se encontra cenarizado neste RMSA-E de 2023, o crescimento da geração distribuída, o aumento dos fluxos nas interligações e a diminuição da inércia do sistema, entre outros aspetos, contribuem para que a análise da estabilidade dinâmica do sistema se torne cada vez mais crítica, nomeadamente ao nível da atividade de planeamento de redes.

3.3 Serviço de *black start*

O serviço de arranque autónomo de grupos geradores sem apoio da tensão da rede (*black start* na terminologia inglesa) é essencial para a recuperação dum sistema elétrico após interrupção total de fornecimento de energia (apagão), quando não for possível energizar a rede em causa a partir duma rede vizinha através das interligações.

Conforme disposto no artigo 23.º do código de rede relativo aos estados de Emergência e de Restabelecimento em redes de eletricidade (Regulamento UE n.º 2017/2196), compete a cada ORT, no âmbito do desenho do Plano de Recuperação do Sistema, definir, dentro da sua área de controlo, o número de fontes de energia com a capacidade de arranque autónomo. E de acordo com o estabelecido no ponto 5 do artigo 101.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, no SEN devem

existir “pelo menos dois centros electroprodutores ligados à RNT com capacidade de arranque autónomo”.

Atualmente, em Portugal, esse serviço é hoje garantido por duas centrais elétricas: a Central Hídrica de Castelo do Bode e a Central Térmica de Ciclo Combinado a gás da Tapada do Outeiro. A operacionalidade deste serviço é periodicamente testada através de ensaios reais combinados entre o ORT e os respetivos produtores.

É essencial continuar a dispor no sistema elétrico português de, pelo menos, duas fontes diferentes com esta capacidade. Assim, caso a Central Térmica de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro venha a ser futuramente descomissionada, nomeadamente após a data em que termina o seu Contrato de Aquisição de Energia (CAE) – 29 de março de 2024 – é necessário, de forma a dar cumprimento à legislação aplicável, assegurar atempadamente que este serviço continua a ser prestado por duas centrais elétricas.

4. Capacidade comercial de interligação com Espanha

A capacidade comercial de interligação com Espanha (NTC) define-se como a capacidade livre para transações comerciais de energia elétrica entre Portugal e Espanha. O seu valor representa o mínimo mais provável de capacidade garantido para trocas comerciais, imposto por restrições das redes de transporte⁵.

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.

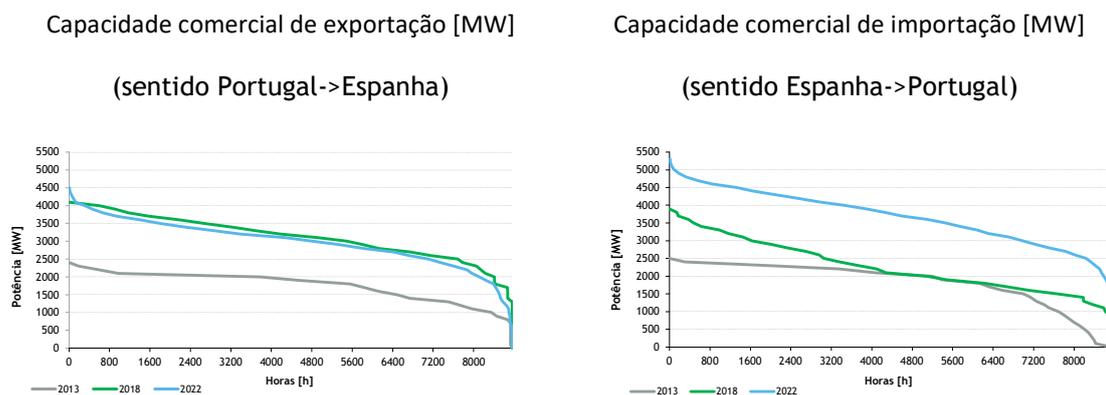
4.1 Evolução da capacidade de interligação nos últimos anos

O livre funcionamento do MIBEL pressupõe a existência de capacidade de rede que permita trocas de energia elétrica, quer no sentido Portugal→Espanha, quer no sentido Espanha→Portugal, com um número reduzido de situações de congestionamentos de rede. Nesse sentido, a REN, em conjunto com

⁵ Encontram-se desta forma excluídas as reduções de capacidade por motivos de déficit de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema e indisponibilidades prolongadas de elementos de rede relevantes para a capacidade de interligação.

o TSO espanhol, a *Red Eléctrica*, tem colocado em serviço ao longo dos anos um conjunto de reforços de rede com o objetivo de incrementar os valores da capacidade técnica de interligação disponível para o mercado, ao encontro das metas estabelecidas, designadamente atingir de forma sustentada um valor mínimo de 3 000 MW de capacidade comercial de interligação em ambos os sentidos, conforme acordado em Cimeira Ibérica entre os Governos de Portugal e de Espanha, e em simultâneo ir ao encontro dos objetivos de capacidade definidos a nível europeu. Os reforços implementados têm permitido o incremento progressivo da capacidade de interligação disponibilizada para o mercado diário, como se ilustra na Figura 1.

FIGURA 1: CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO PORTUGAL – ESPANHA VERIFICADA NOS ANOS DE 2013, 2018 E 2022



A partir do final de 2024, a concretização da prevista nova interligação na zona do Minho, ligando as subestações de Ponte de Lima, em Portugal, com a de Fontefría, em Espanha, em concordância com a evolução global prevista para o sistema elétrico ibérico, permitirá incrementar o NTC entre os dois países para valores sustentáveis acima de 3 000 MW. Para além de contribuir para o incremento significativo da capacidade de interligação, a nova linha de interligação no Minho entre Portugal e Espanha, com continuidade em Portugal através dos eixos Ponte de Lima – Vila Nova de Famalicão – Recarei/Vermoim e Ponte de Lima – Pedralva, introduz igualmente outras valias importantes para o SEN, nomeadamente ao nível da melhoria da segurança global do sistema e da garantia de continuidade de abastecimento.

TABELA 1: LINHAS DE INTERLIGAÇÃO EXISTENTES E PLANEADAS E RESPECTIVA CAPACIDADE DE TRANSPORTE

	Tensão Exploração [kV]	Inverno [MVA]	Verão [MVA]
Alto Lindoso – Cartelle 1	400	1706	1499
Alto Lindoso – Cartelle 2	400	1706	1499
Lagoaça – Adeadávila 1	400	1706	1469
Falagueira - Cedillo	400	1386	1386
Alqueva - Brovales	400	1386	1280
Tavira – Puebla de Guzman	400	1386	1386
Pocinho – Aldeadávila 1	220	435	374
Pocinho – Aldeadávila 2	220	435	374
Pocinho - Saucelle	220	430	360
Ponte de Lima – Fontefría*	400	–	–

* Colocação em serviço prevista para 2024.

O projeto da nova interligação Minho – Galiza faz parte do conjunto de projetos da RNT que integra a lista de Projetos de Interesse Comum (PIC), criada ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 347/2013, entretanto revogado pelo Regulamento (UE) n.º 2022/869 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2022, sob a designação:

- PCI 2.17: *Portugal - Spain interconnection between Beariz – Fontefría - Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão;*

Este projeto adquiriu o estatuto de PIC logo na primeira lista, publicada em dezembro de 2013, tendo sido reconfirmado como PIC na segunda lista (publicada em janeiro de 2016), na terceira lista (publicada em abril de 2018), na quarta lista (publicada em março de 2020 e na quinta lista (publicada em abril de 2022, através do Regulamento Delegado (EU) 2022/564). Em dezembro de 2012, o projeto foi candidatado à sexta lista de PIC (1.ª lista de PIC/PIM), estando incluído na lista adotada pela

Comissão Europeia, conforme publicação de 28 de novembro de 2023, sujeita a aprovação pelo Conselho e pelo Parlamento nos dois meses subsequentes.

4.2 Perspetivas de evolução da capacidade de interligação a médio e longo prazo

A REN e a *Red Eléctrica* têm em desenvolvimento um conjunto de projetos de investimento, de que se destaca a já citada futura linha de interligação a 400 kV Minho – Galiza (atualmente prevista para final de 2024), que possibilitarão ultrapassar restrições de rede ainda existentes e alcançar de forma sustentada valores comerciais de capacidade de interligação mínimos da ordem dos 3 000 MW em ambos os sentidos. Na Tabela 2, apresenta-se a evolução esperada dos valores de NTC no mercado diário para os horizontes em análise neste relatório.

TABELA 2: PREVISÃO DOS VALORES MÍNIMOS⁽¹⁾ INDICATIVOS DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO (LIMITAÇÕES PREVISIONAIS SÓ DE REDE)

Ano	Portugal>Espanha [MW]	Espanha>Portugal [MW]
2024	2 700 ⁽²⁾	2 700 ⁽²⁾
2025	3 500	4 200
2030	3 500	4 200
2035	3 500	4 200
2040	4 000 ⁽³⁾	4 700 ⁽³⁾

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, estes valores podem vir a ser inferiores.
- (2) Até à entrada em serviço da nova linha de interligação Ponte de Lima (PT) – Fontefría (ES) prevista para dezembro de 2024.
- (3) Correspondem a valores identificados como *Target Capacities* para a fronteira PT-ES nos estudos do TYNDP2022 (*Ten-Year Network Development Plan*). No entanto, não estão ainda identificados os reforços de rede necessários em PT e ES para se atingir esses valores de capacidade.

Tendo em consideração os valores previstos até 2030 para a evolução do parque electroprodutor português, com uma potência instalada da ordem dos 30 GW no cenário Conservador e dos 36 GW no cenário Ambição⁶, estima-se para esse horizonte que o indicador *'interconnection ratio'*⁷ se situe numa

⁶ Excluindo a capacidade dedicada para produção de H₂.

⁷ Considerando uma capacidade de interligação no sentido de importação de 4 200 MW.

gama entre 14% e 12%, dependendo do cenário. Para garantir o cumprimento da meta de 15%⁸ em 2030 estabelecida para este indicador, verifica-se o interesse em manter o acompanhamento da evolução da capacidade de interligação, no sentido de, em momento oportuno, proceder a novos estudos conjuntos, com vista a identificar os eventuais reforços nas redes de transporte de ambos os operadores que possibilitem assegurar o cumprimento da referida meta.

De referir, contudo, que em relação aos valores apresentados, na operação no mercado diário da RNT poderão vir a ocorrer reduções em períodos limitados no tempo, devido a indisponibilidades de elementos de rede, assim como de limitações associadas a condições de menor disponibilidade do parque electroprodutor português e/ou espanhol.

5. Principais impactos / alterações ao desenvolvimento da rede previsto

No que diz respeito ao impacto sobre o desenvolvimento da rede, registadas no presente RMSA, ao nível da 'Oferta' são apresentados dois cenários (Conservador e Ambição), os quais, no que diz respeito à grande térmica, incorporando a já verificada cessação da produção das Centrais a carvão de Sines e do Pego, consideram a cessação da produção da Central a gás da Tapada do Outeiro no ano de 2029. Para fazer face à cessação da produção das centrais térmicas a carvão, designadamente da central de Sines, está prevista a colocação em serviço de alguns reforços da RNT⁹ para suprir riscos de insuficiência de oferta local ou regional - nomeadamente perante a ausência de grandes centrais térmicas na zona sul do país - por motivos de congestionamento da rede de transporte ou de falta de meios de controlo das grandezas elétricas, como a tensão, em regime permanente ou após contingência. Até que estes reforços de rede se encontrem concluídos, poderão ocorrer condições de operação da RNT perante as quais o Gestor do Sistema tenha que tomar medidas preventivas e corretivas, que, embora induzindo sobre custos nos serviços de sistema, se tornarão indispensáveis para garantir a segurança da operação.

Em cenário de cessação da produção destas três centrais - as já verificadas de Sines e Pego a carvão e a futura da Tapada do Outeiro a gás -, aliado a um contexto de elevado crescimento e penetração de

⁸ A nível europeu foi definido pelo Conselho Europeu, em março de 2002, o objetivo de reforçar a capacidade de interligação entre os diversos estados-membro e facilitar o Mercado Único de Energia, tendo para o efeito sido estabelecido o objetivo para 2020 de em cada Estado Membro o indicador 'interconnection ratio' não fosse inferior a 10%, tendo este objetivo mais tarde (em outubro de 2014) sido alargado para 15% em 2030.

⁹ Eixo Alentejo/Algarve e linha a 400 kV Fanhões – Rio Maior, contribuindo também de modo determinante para a integração de nova produção, nomeadamente solar fotovoltaica.

novos centros electroprodutores baseados em FER, dispersos ao longo do território, importa continuar a assegurar o cumprimento dos 'Padrões de segurança para planeamento da RNT' por forma a verificar a qualidade, fiabilidade e segurança de operação da rede. Neste contexto, impõe-se um estreito acompanhamento da evolução da rede e do parque electroprodutor em Portugal, nomeadamente tendo em consideração as metas e objetivos que constam do PNEC 2030, os cenários traçados neste RMSA-E 2023 e os desenvolvimentos relativos aos pedidos de ligação à rede em análise pelos operadores de rede, com a realização dos necessários estudos de rede, os quais devem também ter em consideração as alterações relevantes previstas no sistema espanhol com potencial impacto no sistema português.

Relativamente às previsões de instalação de novos empreendimentos de geração baseados no aproveitamento da energia solar, constata-se que a rede atual, acrescida da capacidade decorrente dos reforços já licenciados e/ou aprovados no âmbito de anteriores PDIRT e ainda dos que decorrem dos acordos¹⁰ estabelecidos entre requerentes e ORT, permite a integração dos montantes que estão considerados nesta componente para 2030 em ambos os cenários Conservador e Ambição deste RMSA-E 2023. No que se refere ao aproveitamento da energia eólica, na proposta de PDIRT 2022-2031, estão identificados alguns reforços de rede para dotar a RNT de condições de capacidade ao encontro do cenário Conservador do presente RMSA-E 2023 (tendo como pressuposto a distribuição geográfica de novos centros electroprodutores assumida no referido PDIRT 2022-2031); para o cenário Ambição deste RMSA-E 2023, que já incorpora as novas metas PNEC 2030, novos estudos necessitam de ser concluídos ou realizados para uma verificação e atualização das necessidades de rede.

Por outro lado, salienta-se que no conjunto da informação trocada com os promotores, são acordados os prazos a ter em conta para a finalização da construção dos elementos de ligação, com o objetivo de criar condições para a disponibilização atempada de tensão para testes e ensaios dos equipamentos dos centros electroprodutores, os quais antecedem a entrada em serviço propriamente dita das instalações de produção. Normalmente, a necessidade de tensão para ensaios ocorre entre seis meses a um ano antes da entrada em serviço das instalações de produção, período este que deve ser tido em consideração nas datas objetivo de finalização dos projetos da RNT¹¹ para ligação de novos centros electroprodutores.

¹⁰ Acordos no âmbito do previsto na alínea b) do n.º 2 do artigo 5.º-A do DL 172/2006, na redação que lhe foi dada pelo DL 76/2016, de 3 de junho, entretanto revogado pelo DL 15/2022, de 15 de janeiro, que continua a prever o regime de acesso à rede através de acordo entre requerentes e operadores.

¹¹ Condicionados à aprovação prévia por parte do Concedente.

No que diz respeito à 'Procura' na RND, a sua variação, tanto no sentido do aumento como da redução das suas taxas de crescimento, traduz-se, fundamentalmente, em alterações às datas de entrada em serviço de novos transformadores MAT/AT ou painéis em AT para reforço da capacidade de entrega à RND.

De salientar neste particular que, para efeitos da previsão de evolução da procura na RND, para além da previsão mais global obtida a nível nacional, é também tida em consideração informação disponibilizada pelo ORD, contendo o detalhe dos valores de cargas das suas subestações de distribuição e de instalações de clientes AT na área de influência de cada Ponto de Entrega (PdE) da RNT e a sua evolução, para além dos desenvolvimentos previstos da RND. Da conjugação desta informação pode resultar que, embora globalmente a um nível nacional se possa observar uma tendência de evolução dos consumos num determinado sentido, seja de crescimento seja de redução, a um nível local, em alguns casos, essa evolução pode, em simultâneo, dar-se em sentido contrário ou com maior intensidade, dependendo das dinâmicas locais próprias.

Adicionalmente, há a salientar que o ORT tem vindo a ser contactado sobre a viabilidade de alimentação a potenciais novos projetos industriais com consumos de elevado montante, em particular localizados na zona de Sines, nomeadamente associados a instalações de *data-center* ou a processos de eletrólise para produção de hidrogénio, alguns dos quais já com compromissos assumidos para ligação à rede.

Assim, atendendo à informação existente, o Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro, que estabelece o procedimento excecional de atribuição de capacidade de ligação à rede de instalações de consumo de energia elétrica em zonas de grande procura, reconhece como zona de grande procura, sujeita a procedimento excecional, a área territorial de Sines.

A concretização destes projetos na zona de Sines, ou mesmo de uma parte deles, que se apresentam de forma geograficamente concentrada, trará consigo um impacto que se antevê apreciável, não apenas ao nível da procura de eletricidade, mas também das necessidades de rede.

No que diz respeito à mobilidade elétrica, foram avaliadas várias estimativas tendo em conta a evolução prevista do número de veículos elétricos (VE) ligeiros de passageiros e de mercadorias *battery electric vehicles* (BEV) e *plug-in hybrid electric vehicles* (PHEV), ligeiros de mercadorias BEV, dos veículos pesados de passageiros e de mercadorias BEV e finalmente dos navios fluviais de passageiros totalmente elétricos nos novos cenários do RMSA-E 2023, tendo resultado valores de procura e uma ponta associadas à mobilidade elétrica inferiores aos considerados no RMSA-E anterior, isto para a

estratégia de carregamento de VE 20-80, sendo que, na estratégia de carregamento de VE 60-40, também se antevê uma redução das pontas de consumo. De realçar que as pontas de consumo associadas à mobilidade elétrica podem ter uma variação significativa, dependendo em concreto da opção de carregamento efetivamente adotada pelos utilizadores e da distribuição geográfica dos mesmos, cujo impacto na RNT poderá ser relevante, quer a nível nacional, quer a nível local. No curto prazo, os impactos da mobilidade são ainda reduzidos, mas em 2030, ou mesmo em período anterior, dependendo da sua evolução e das características dos veículos, a mobilidade elétrica passará a representar um maior impacto, pelo que as importantes transformações em curso na mobilidade elétrica, impõem a monitorização e estudo da sua evolução.

De referir também que, subsistindo ainda na RNT pontos de alimentação cuja falha pode conduzir a interrupções prolongadas de consumos, dada a insuficiência de capacidade de recurso através das redes da RND para suprir essa falha, ambos os operadores da RNT e da RND, dentro das suas competências e responsabilidades, procuram encontrar as melhores soluções para obviar e ultrapassar essas potenciais limitações de forma conjunta no exercício do planeamento das suas redes.

Cumulativamente, por ponto de entrega e para efeitos de verificação da adequação da potência de transformação instalada em cada subestação para satisfação dos respetivos consumos, o operador deve assegurar que a RNT não impõe restrições ao seu abastecimento, em conformidade com os padrões de segurança estabelecidos no Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e com o estabelecido nos demais regulamentos, designadamente o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). Realça-se que esta verificação deve salvaguardar casos em que a referida produção ligada em AT ou nível de tensão inferior não se encontre disponível, o que ocorre com alguma frequência durante o ano, dado o carácter variável das fontes de energia renovável a que recorrem muitos destes centros electroprodutores. O planeamento da RNT, pese embora contemple a produção ligada em níveis de tensão inferiores ao de MAT, deve garantir o abastecimento do consumo em todas as condições de operação, nomeadamente quando esta produção não esteja disponível. Relativamente à produção eólica embebida registada no ano 2022, observou-se a ocorrência de valores de produção, em média, inferiores a 10% da potência de ligação na zona de influência dos respetivos pontos de entrega em 21% do tempo. A título de exemplo, ilustra-se, nas Figura 2 **Error! Reference source not found.** e Figura 3 **Error! Reference source not found.**, a produção embebida ocorrida em 2022 nas subestações de Chafariz (essencialmente com produção eólica e hídrica) e Portimão (essencialmente com produção eólica e solar fotovoltaica).

FIGURA 2: PRODUÇÃO EMBEBIDA NA ÁREA DE INFLUÊNCIA DA SUBESTAÇÃO DE CHAFARIZ (ANO 2022)

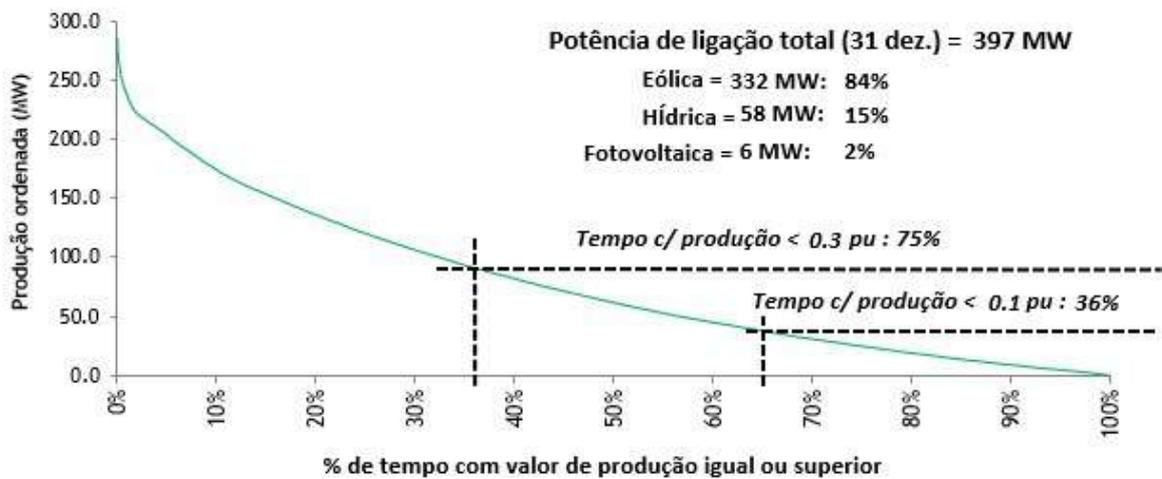
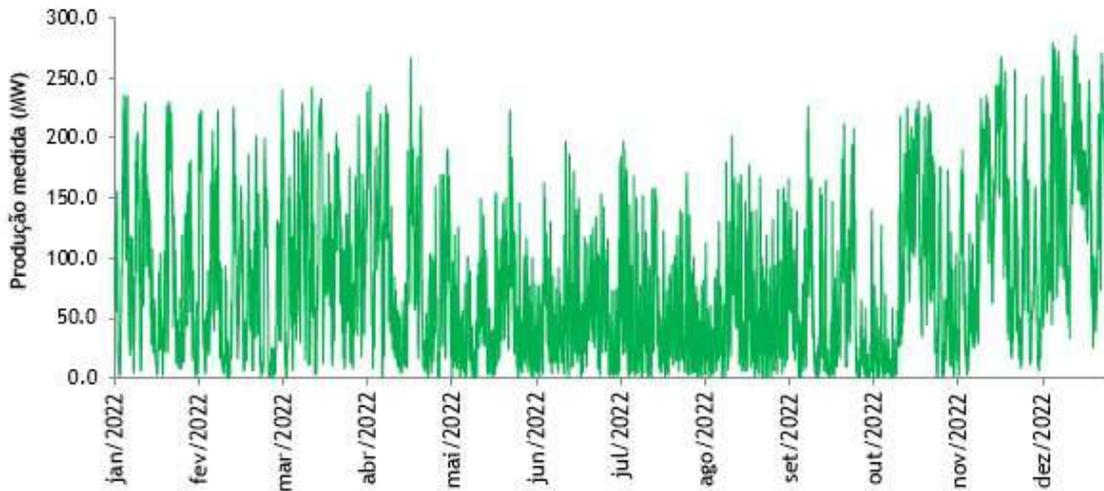
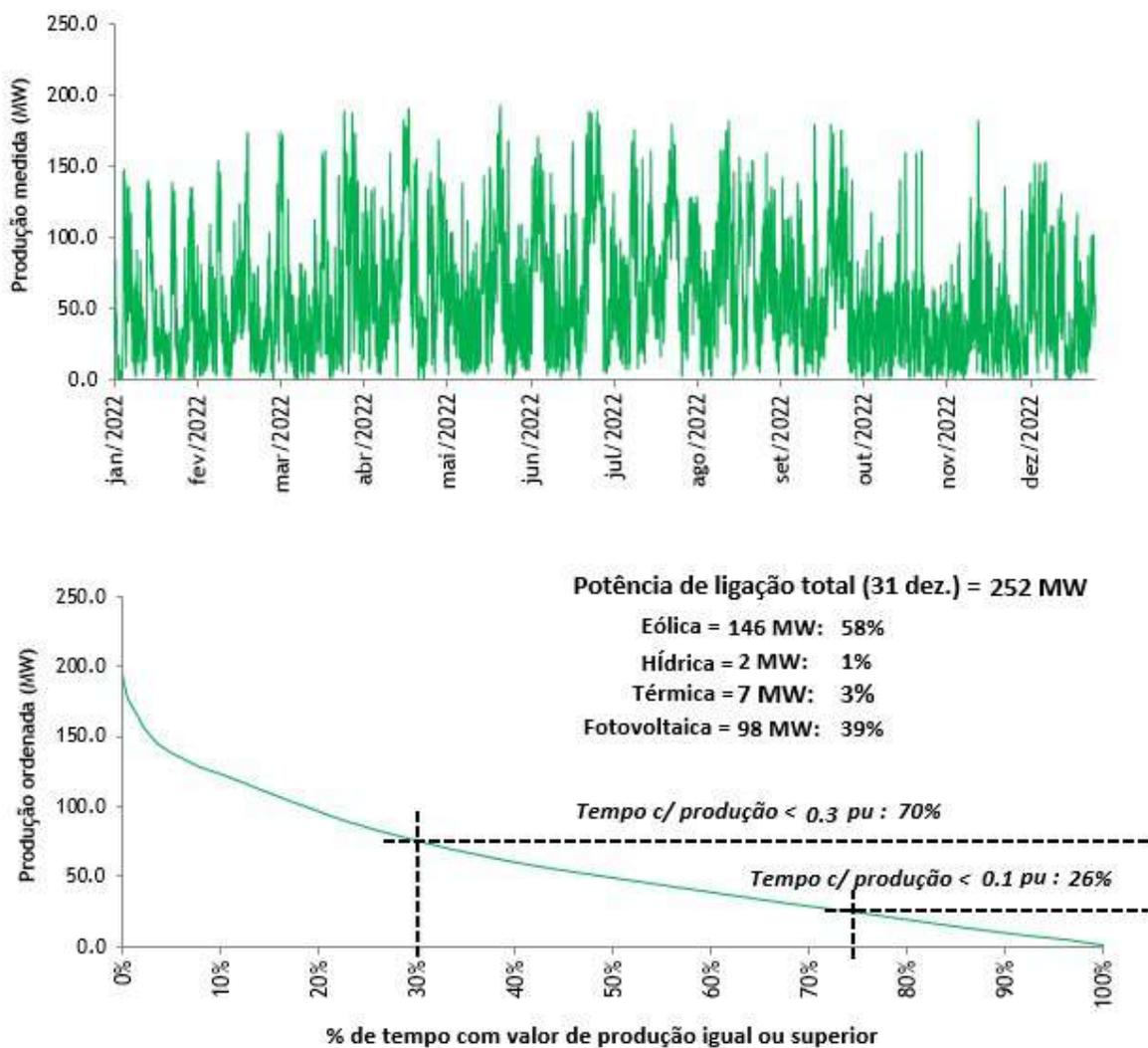


FIGURA 3: PRODUÇÃO EMBEBIDA NA ÁREA DE INFLUÊNCIA DA SUBESTAÇÃO DE PORTIMÃO (ANO 2022)



6. Localização de nova produção na RNT

Do ponto de vista da operação da RNT, assinala-se que o pleno escoamento da produção das centrais hidroelétricas de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, num total de 1 154 MW de potência instalada, deverá ser assegurado através de duas ligações independentes a partir da subestação de Ribeira de Pena, por forma a evitar a perda súbita de um valor de potência tão elevado. Para o efeito, com a já verificada entrada em operação da subestação de Ribeira de Pena e da linha a 400 kV Ribeira de Pena – Vieira do Minho 1/2, é fundamental assegurar a colocação em serviço também da linha a 400 kV Feira – Ribeira de Pena.

É igualmente de assinalar o elevado crescimento previsto para a próxima década no aproveitamento da energia solar, com um número bastante significativo de novas centrais fotovoltaicas, para as quais, não obstante poderem vir a instalar-se em qualquer região do país, se perspetiva uma maior tendência de localização na metade sul do território. Merece também realce os objetivos de potência instalada enunciados no PNEC 2030 relativamente à evolução da componente eólica *offshore*.

Cabe ainda recordar que o DL 15/2022 considera no n.º 2 do artigo 27.º “a reserva de uma capacidade de receção de 800 MW no nó de Sines, com a finalidade de promoção do uso local de energias renováveis”.

7. Análises de sensibilidade à procura

Deste RMSA, destacam-se duas sensibilidades à Procura em alternativa ao ‘cenário Central’ plasmado nas trajetórias de estudo principais. Em relação ao ‘cenário Conservador’, é considerado o ‘cenário Inferior’ e em relação ao ‘cenário Ambição’ é considerado o ‘cenário Superior’. Do ponto de vista da RNT, o impacto das análises de sensibilidade à Procura na RND far-se-á sentir, acima de tudo, ao nível das datas em que se torna necessário o reforço na transformação MAT/AT ou de instalação de novos painéis em AT, destinados a aumentar a capacidade de entrega à RND. Neste RMSA, as diferenças ao nível das taxas de crescimento que se verificam entre o ‘cenário Central’ e o ‘cenário Superior’ ou ‘cenário Inferior’, apontam para que impactos diferenciais daí decorrentes sobre o desenvolvimento previsto da RNT, a acontecer, não sejam significativos¹².

¹² A tendência de evolução nas pontas de consumo em cada subestação pode ser diferente da registada a nível nacional, podendo mesmo, em casos particulares, acontecer em sentido contrário. Este facto obriga a uma análise e acompanhamento mais granular e amíúde sobre a real evolução local das cargas.

Contudo, ao nível de grandes consumos industriais, tem vindo a ser manifestado muito interesse para ligações à rede, nomeadamente na zona de Sines, para alimentação a potenciais novos projetos com consumos de elevado montante, nomeadamente associados a instalações de *data-center* ou a processos de eletrólise para produção de hidrogénio, alguns dos quais já com compromissos assumidos para ligação à rede. A concretização de novos projetos desta natureza, representando consumos de elevada dimensão, exigirá novos reforços na estrutura da RNT, a definir em função do real volume e localização dos consumos em apreço.

Assim, num setor em grande transformação, as profundas alterações decorrentes da transição energética (produção de hidrogénio a partir de FER, forte incremento da mobilidade elétrica e variação temporal e geográfica das cargas, implementação de mecanismos de *demand side response* de forma granular, produção distribuída solar fotovoltaica, entre outros) impõem o contínuo acompanhamento destas temáticas por parte do ORT no sentido de garantir a adequação metodológica de previsão dos perfis de consumo a nível nacional e local, bem como de adequar os modelos de simulação do SEN de médio e longo prazo para assegurar a avaliação atempada dos potenciais impactos, quer para a gestão do sistema, quer para a operação e planeamento da RNT.



ANEXOS

ANEXO 5

PRINCIPAIS RESULTADOS

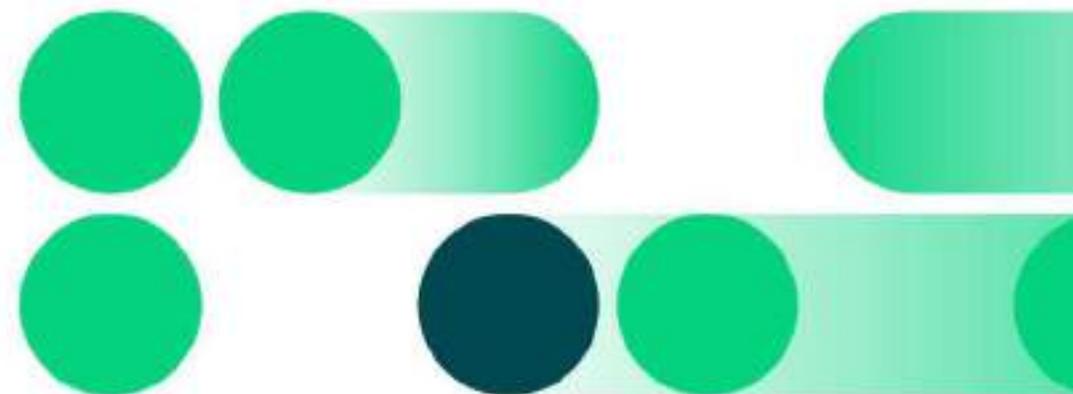
(em formato apresentação sintética)

REN 



RMSA-E 2023

RESULTADOS FINAIS



Dez/2023

REN

Aviso: A reprodução ou comunicação, escrita ou verbal, ainda que parcial, deste documento, sem aprovação prévia da **REN, SGPS**. É estritamente proibida e punida nos termos da lei. As informações contidas neste documento são propriedade da REN. Versões impressas deste documento podem não estar atualizadas e este documento assume o estado de "Cópia não controlada".

Data: Dez/2023

Versão: v1.0

Classificação: Restrito

Proprietário: REN

Aprovado por:

Lista de distribuição:

Sumário Executivo

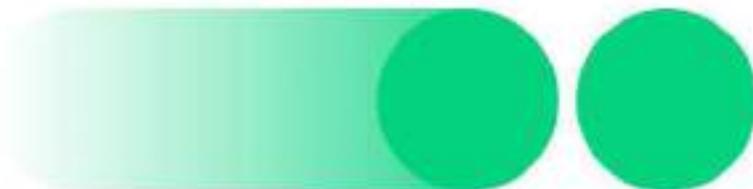
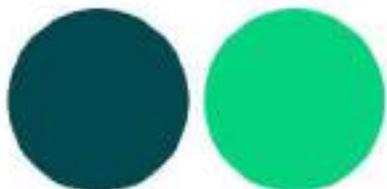


No presente anexo, apresentam-se de forma sintética aos principais resultados que são descritos no relatório principal “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional no período 2024-2040”, que incorpora uma síntese dos pressupostos que foram indicados à REN pela Direção-Geral de Energia e Geologia, para a realização dos estudos de segurança de abastecimento ao nível da produção de eletricidade, bem como os principais resultados decorrentes das análises desenvolvidas no período temporal em apreço.

Para permitir uma melhor apreciação sobre o contexto de crescimento das FER no sistema electroprodutor Português diferente dos projetados nas Trajetórias Conservadora e Ambição, realizou-se uma análise de sensibilidade para identificar o efeito de eventuais atrasos na sua implementação.

Do lado da procura, releva-se o aumento generalizado da previsão do consumo de energia elétrica total no continente que tem, contudo, reflexo moderado no crescimento da procura a partir da RESP (consumo referido à produção líquida de eletricidade) essencialmente devido aos pressupostos de aumento do autoconsumo e da eficiência energética. Reforça-se igualmente a necessidade de avaliação do impacte adicional que terão os consumos de projetos de grande dimensão em estudo, caso ocorram, bem como a procura para alimentação de eletrolisadores para produção de hidrogénio e os autoconsumos não co-localizados, todos com forte impacte na utilização futura da Rede Nacional de Transporte e que implicarão uma avaliação da sua utilização nestas diversas dimensões.

Numa perspetiva de curto prazo, 2024 afigura-se como o ano de rutura com base na análise do teste de stress - cenário mais gravoso do lado da procura e da oferta de eletricidade caso a desclassificação da Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro (CCTO) ocorra a 29 de março de 2024, cenário com reduzida probabilidade de ocorrência.



Sumário Executivo (cont.)

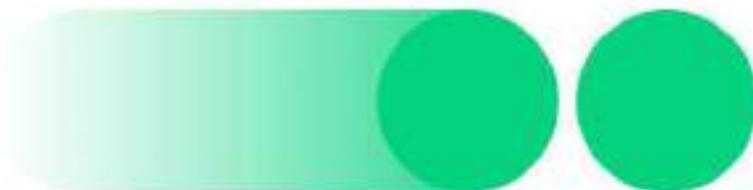
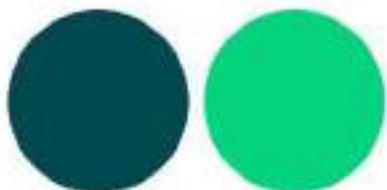


Não obstante, e mesmo no caso do prolongamento da operação da CCTO, em 2024 continua a identificar-se a necessidade de capacidade adicional para permitir cumprir os critérios de segurança de abastecimento (de realçar, em conformidade, a convocatória do 1.º leilão de banda de mFRR pela ERSE em 28 de novembro de 2023, cujos resultados ficaram muito aquém das necessidades identificadas).

Nestas condições, será necessário recorrer a apoios adicionais cuja materialização se afigura particularmente difícil no curto-prazo (banda de mFRR acrescida e disponibilidade de acordos com o sistema espanhol) para garantir a salvaguarda da segurança de abastecimento do SEN nos atuais padrões.

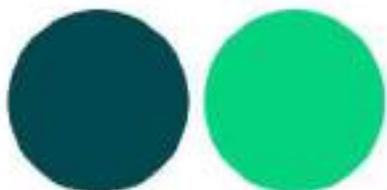
Para o horizonte 2030 e os horizontes de longo prazo (2035 e 2040), conclui-se igualmente que: existe a necessidade de recurso à capacidade de interligação com Espanha (NTC) para níveis muito acima dos 10% atualmente considerados e deverá haver capacidade de oferta adicional com as mesmas características e despachabilidade das CCGT existentes, para garantir a segurança de abastecimento e a autonomia nacional, quando estas centrais forem sendo progressivamente desclassificadas.

Desta forma, para as trajetórias analisadas e respetivas sensibilidades, seja no curto, médio ou longo prazo, o recurso à capacidade de interligação com Espanha (NTC) para níveis muito acima dos 10% atualmente considerados, é evidente, reforçando o papel crescente da necessidade das interligações, por um lado, mas sublinhando igualmente que, caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, equipamentos como a Central CCTO são essenciais para efeitos de segurança do abastecimento do sistema Português, mesmo após a data da sua desclassificação, prevista para final de 2029.



ÍNDICE

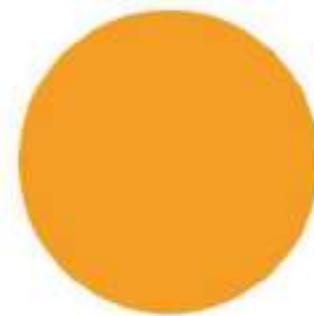
1. Procura
2. Oferta
3. Taxas de ISP
4. RNT – Interligações
5. Trajetórias em Análise
6. Segurança de Abastecimento
7. Ambiente
8. Competitividade
9. Considerações Finais



REN

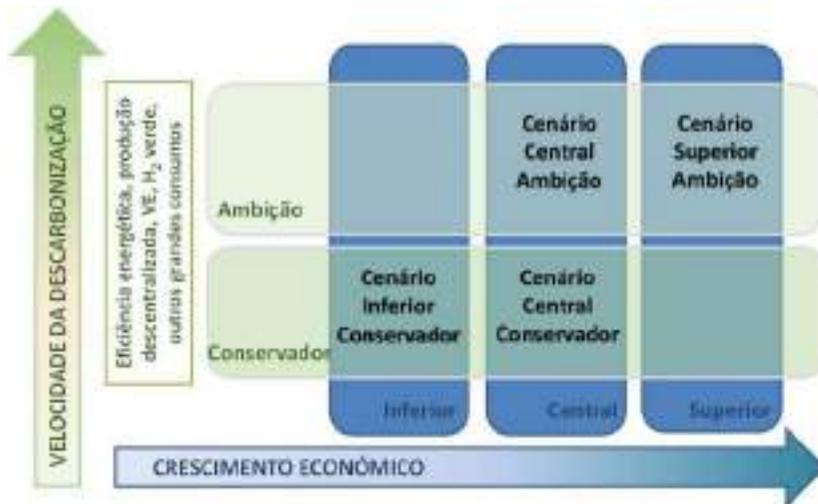
01

PROCURA



PROCURA

Cenarização e vetores de mudança



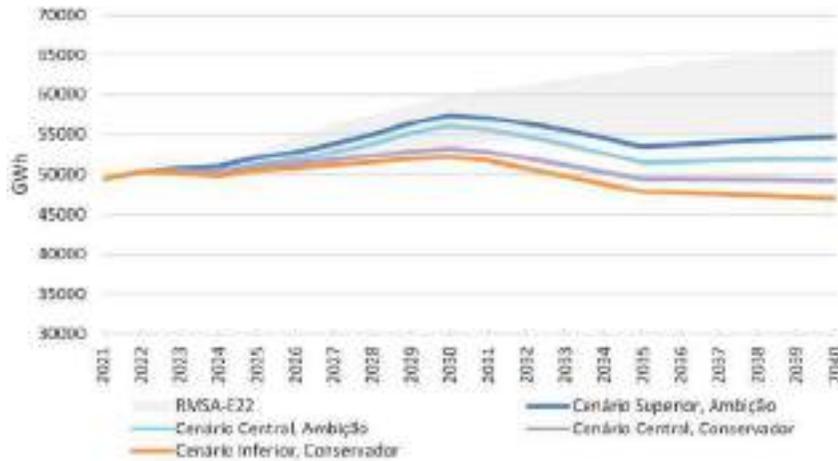
Restrito

- Num trabalho de cenarização dos consumos de eletricidade, a incerteza está sempre presente, pelo que a construção de possíveis **cenários suficientemente contrastantes** permite enquadrar os diferentes desafios a enfrentar.
- São desenvolvidos quatro cenários, localizados em diferentes quadrantes, e envolvidos por dois eixos: “Crescimento Económico” e “Velocidade da Descarbonização”.

PROCURA

Evolução prevista do consumo referido à produção líquida¹

Consumo excluído da energia dedicada ao H₂ em circulação na RNT



Representa-se o consumo de eletricidade referido à produção líquida, excluído da energia dedicada à produção de H₂, pois é o consumo que serve de base aos estudos de simulação do sistema eletroprodutor do RMSA-E 2023.

Consumo de eletricidade inferior ao do ano anterior em todos os cenários. A partir de 2034, todos os cenários estão abaixo da envolvente dos cenários do RMSA-E 2022. No horizonte do estudo, o **cenário Superior Ambição** está abaixo da envolvente com uma variação de **-17%** e o **cenário Inferior Conservador** com uma variação de **-15%**, sendo que o valor do consumo no **cenário Superior Ambição** é praticamente igual ao do **cenário Inferior Conservador** do RMSA-E 2022. Esta situação fica a dever-se, essencialmente,

- à **evolução mais relevante do autoconsumo por via do aumento da produção distribuída**, vertente com impacto no sentido da redução do consumo,
- ao **menor impacto da mobilidade elétrica nos consumos** e
- ao facto da **produção não dedicada para o H₂ ser inferior à do RMSA-E 2022** (variava entre 35% no **cenário Ambição** e 25% no **cenário Conservador**).

Restrito

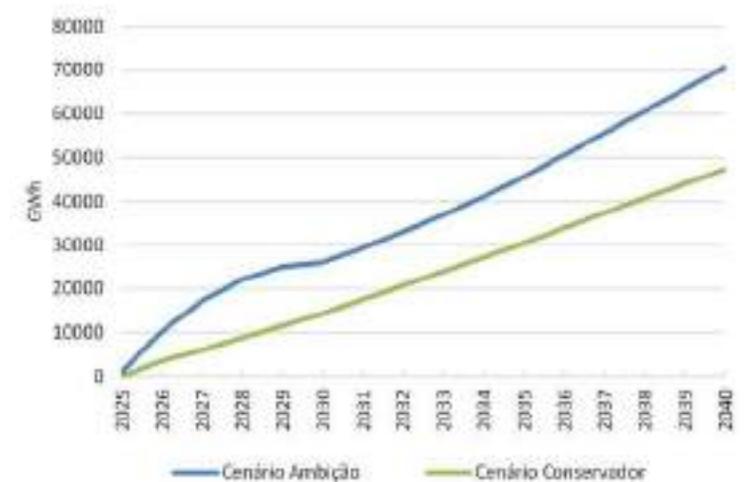


RMSA-E 2023

RESULTADOS FINAIS

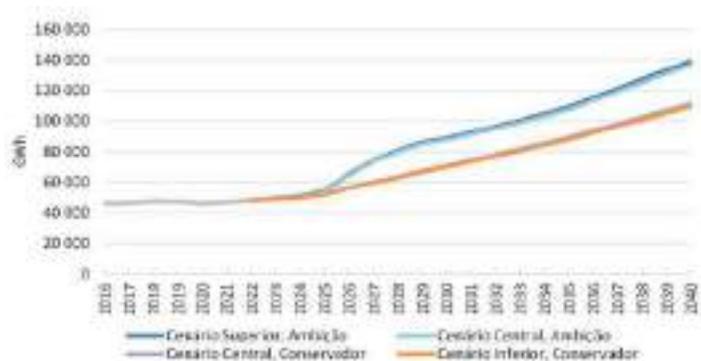
¹ Consumo referido à produção líquida = Consumo final – Autoconsumo + Perdas de transporte e distribuição

Energia dedicada à produção de H₂ em circulação na RNT

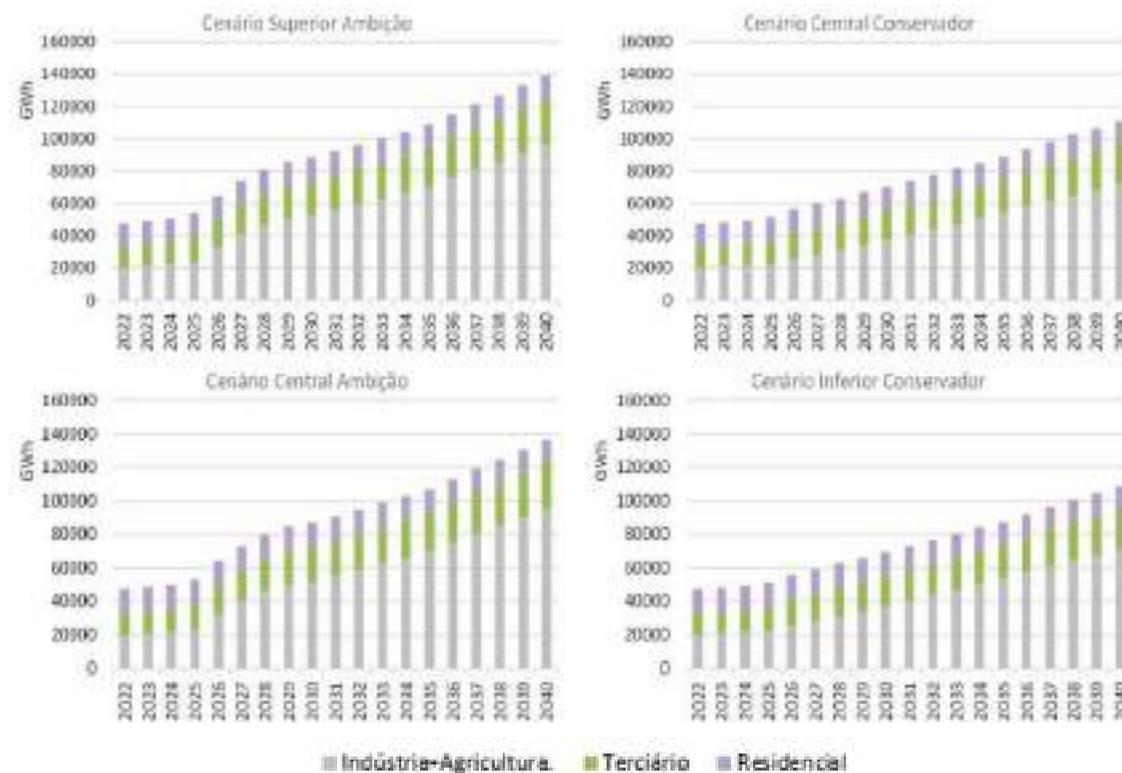


PROCURA

Evolução prevista do consumo final



- Os níveis de consumo previstos a partir de 2025 apresentam uma ordem de grandeza que representa uma disrupção face aos valores históricos. Esta situação deve-se ao elevado consumo previsto dos eletrolisadores para produção de H₂ que já reflete as orientações assumidas no *draft* da revisão do PNEC, assente numa política industrial em torno do hidrogénio renovável.
- As previsões para os cenários Ambição traduzem um crescimento médio anual do consumo final de eletricidade significativo, quer para o setor da Indústria, quer para o setor Terciário, com taxas superiores a 9% e 4% ao ano, respetivamente.
- Ao contrário destes setores, o setor Residencial evidencia um decréscimo ao longo do período, decorrente do efeito previsto das medidas de eficiência energética sobre o consumo deste setor.

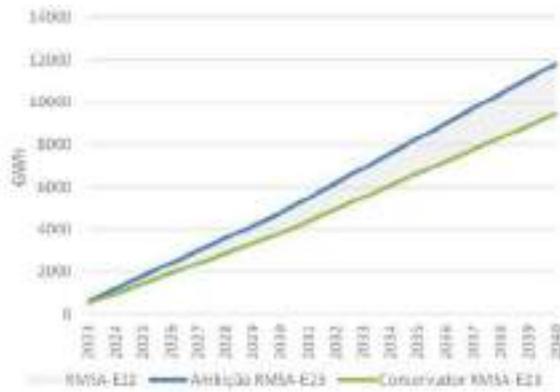


Os consumos anuais previstos dos veículos elétricos e dos outros grandes consumos estão incluídos no setor Terciário, enquanto os consumos dos eletrolisadores para produção de H₂ estão incluídos no setor da Indústria.

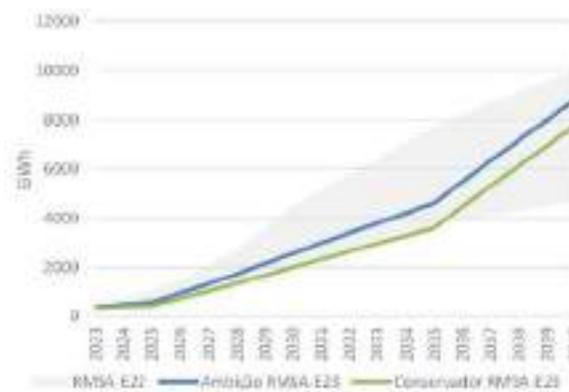
PREVISÕES DA PROCURA

Comparação com RMSA-E 2022

Eficiência energética



Consumo final dos VE



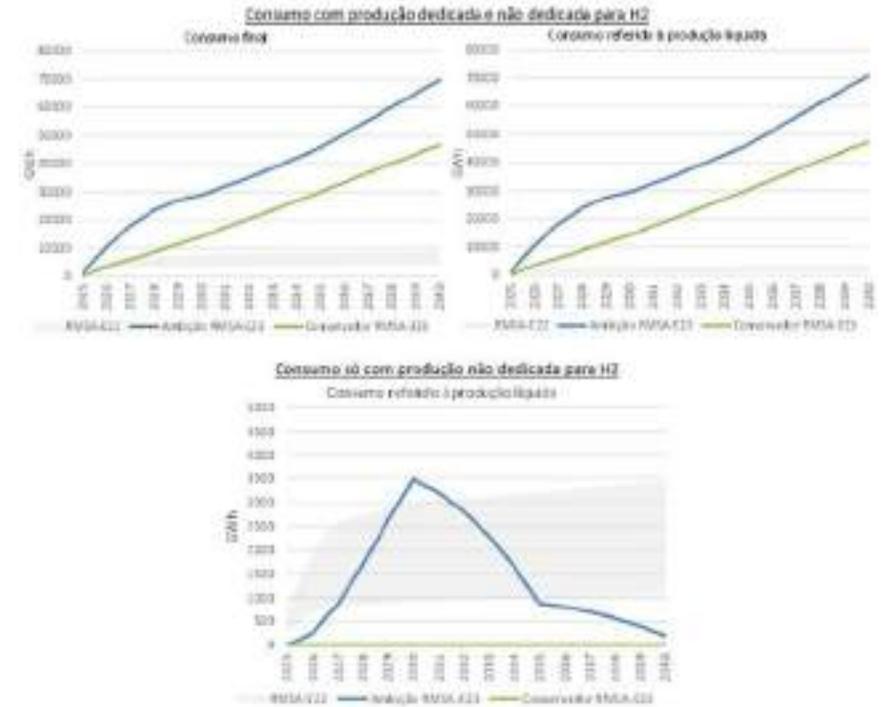
Mantiveram-se os dois cenários de evolução das poupanças de eletricidade decorrentes da implementação de novas medidas de eficiência energética.

Em relação aos cenários do ano passado, o cenário Ambição é inferior em cerca de 43% em 2030 e 12% em 2040, enquanto que o cenário Conservador é inferior em 4% em 2030 e superior em 66% em 2040.

Estes ajustamentos no consumo previsto dos VE devem-se sobretudo às vertentes dos ligeiros de passageiros e ligeiros de mercadorias.

Restrito

Produção de H₂



Os níveis de consumo de eletricidade para produção de H₂ constantes do atual exercício de previsão são muito superiores aos do RMSA-E 2022, mas analisando apenas o efeito da produção não dedicada conclui-se que o impacto nos cenários do ano passado era superior.

O cenário Conservador atual não tem produção não dedicada a abastecer os eletrolisadores e no cenário Ambição os valores são sempre inferiores com exceção dos anos de 2030 e 2031.

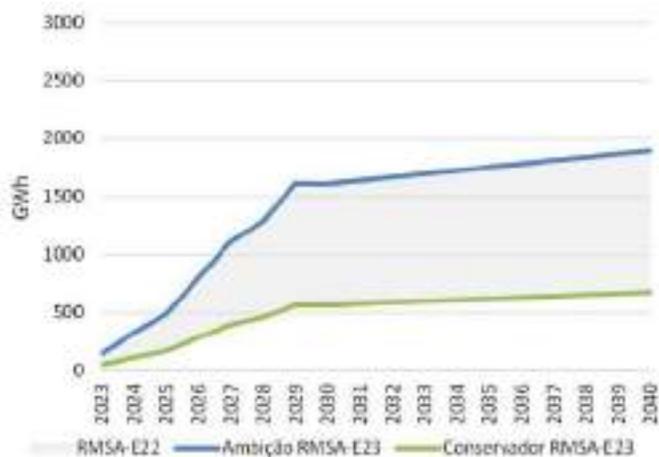
PREVISÕES DA PROCURA

Comparação com RMSA-E 2022 (cont.)



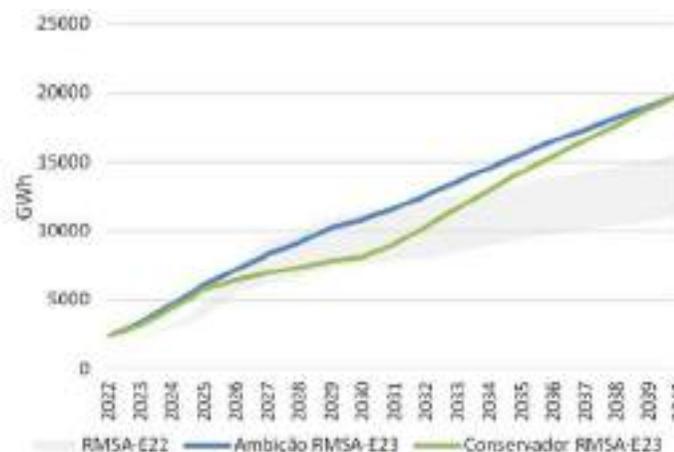
RMSA-E 2023
RESULTADOS FINAIS

Outros grandes consumos



Mantiveram-se os dois cenários de evolução dos outros grandes consumos.

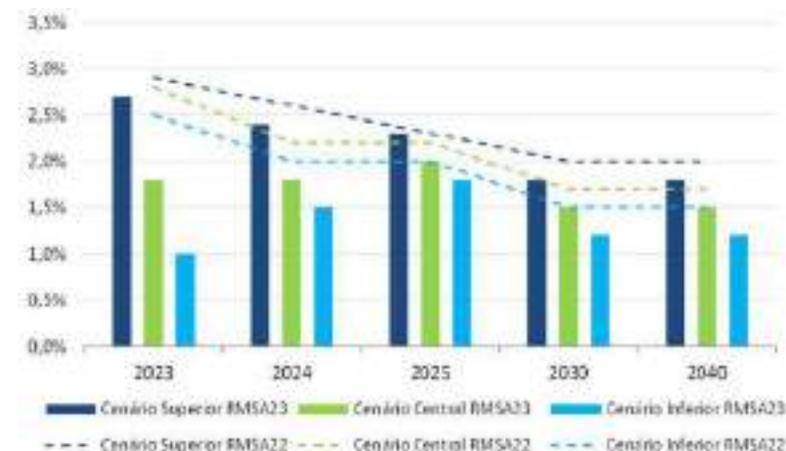
Autoconsumo



No RMSA-E 2023, o **impacto do autoconsumo a partir de 2030 é superior em ambos os cenários.**

No horizonte do estudo, o autoconsumo é superior em cerca de 28% no cenário Ambição e 79% no cenário Conservador

PIB



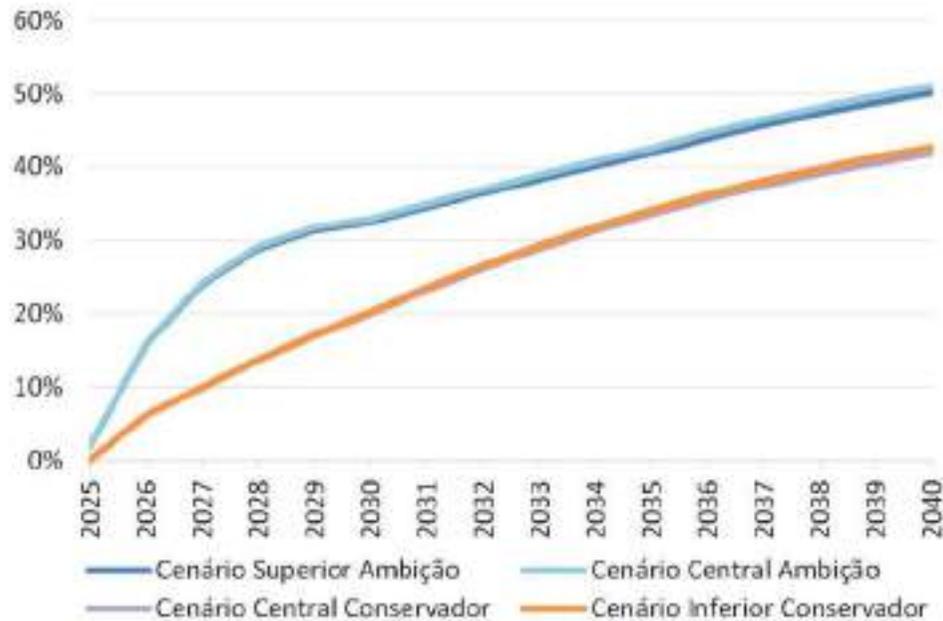
As previsões do PIB para os próximos dois anos assentam em níveis com uma ordem de grandeza diferente dos cenários anteriores.

De 2025 em diante há uma convergência para valores mais próximos, embora os cenários atuais sejam inferiores aos do RMSA-E22.

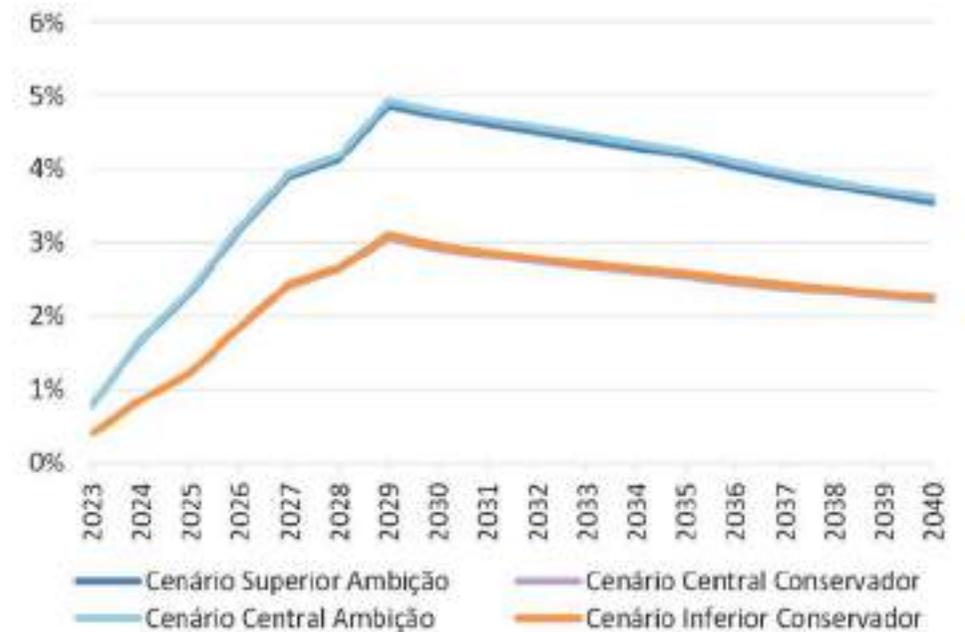
PREVISÕES DA PROCURA

Impacto no consumo da produção de H₂ e dos outros grandes consumos

Impacte da produção de H₂ no consumo final de eletricidade



Impacte dos outros grandes consumos no consumo final de eletricidade

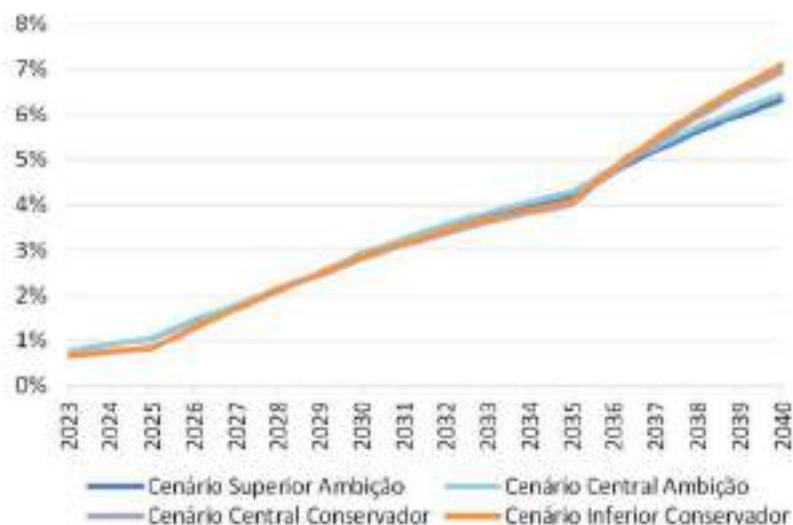


- Face aos valores de consumo apresentados, o **impacto da produção de H₂ no consumo final de eletricidade é bastante expressivo**. Consoante os cenários, o impacto da produção de H₂ varia entre 20% e 33% em 2030 e entre 42% e 51% em 2040.
- No horizonte do estudo o **impacto dos outros grandes consumos** varia entre 2,9% e 4,8% em 2030 e entre 2,2% e 3,6% em 2040.

PREVISÕES DA PROCURA

Impacte dos veículos elétricos (VE) no consumo final de eletricidade

Impacte dos VE no consumo final de eletricidade



- O **impacto previsto no consumo final do consumo dos VE** é de cerca de 2,9% em 2030 em todos os cenários e varia entre 6,3% e 7,1% em 2040.
- Em 2030 o **peso previsto do consumo de eletricidade dos VE** é inferior aos cenários da AIE para a Europa com um peso de cerca de 3%.

Consumo final de eletricidade dos VE no Mundo e peso dos VE no consumo de eletricidade por região (2022 e previsão 2030) (Global EV Outlook 2023 - AIE) (inclui todos os segmentos)



Fonte: Agência Internacional de Energia (AIE), Global EV Outlook 2021
 STEPS - Stated Policies Scenario (cenário central da AIE)
 APS- Announced Pledges Scenario

- O estudo da AIE mostra, para ambos os cenários desenvolvidos, que é **expectável um crescimento apreciável no consumo global de eletricidade dos VE**, evoluindo entre 2022 e 2030 de 110 TWh para 950 TWh (+1 088%) no *Stated Policies Scenario* e para 1 150 TWh (+1 338%) no *Announced Pledges Scenario*.
- Para a Europa as previsões apontam para um peso dos VE no consumo final de eletricidade de 4,7% no *Stated Policies Scenario* e de 5,7% no *Announced Pledges Scenario* (0,3% em 2021).

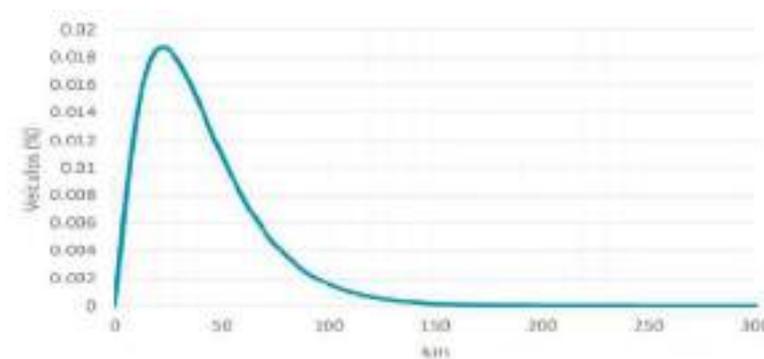
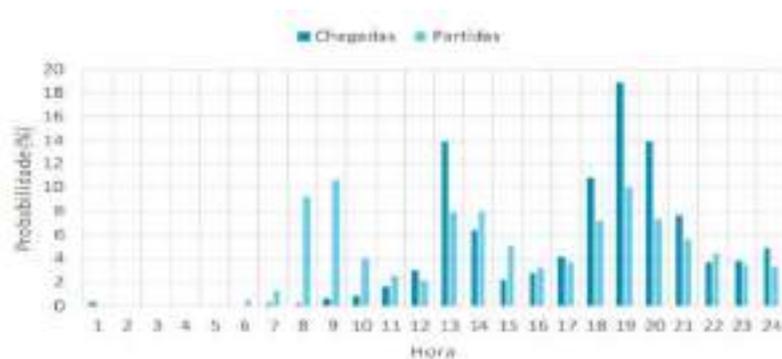
Restrito

PROCURA

Perfil de carregamento de veículos elétricos

Foram consideradas **duas estratégias distintas e contrastantes de carregamento dos VE** utilizando como base nas estratégias de carregamento:

- a) **Direct Recharging** – assume que a decisão é do proprietário do VE, que o carrega através da ligação à RESP (Rede Elétrica de Serviço Público) sempre que necessita, tendo em conta a distribuição das partidas e das chegadas dos veículos ligeiros. Em termos tarifários, os consumidores considerados neste tipo de carregamento não são influenciados pelas variações do preço da energia ao longo do dia.



- b) **Valley Recharging** - assume que o proprietário do VE carrega a viatura nos períodos em que o preço da energia elétrica é mais baixo, isto é, associado aos períodos de vazio do diagrama de carga de consumos. De acordo com o perfil da procura anual de eletricidade, verificamos que os períodos de *super-vazio* ocorrem entre as 22h e as 6h do dia seguinte e os períodos de ponta ocorrem entre as 18 h e as 21h.

Nota: a distribuição da distância média percorrida em Portugal Continental está plasmada na figura supra.

PROCURA

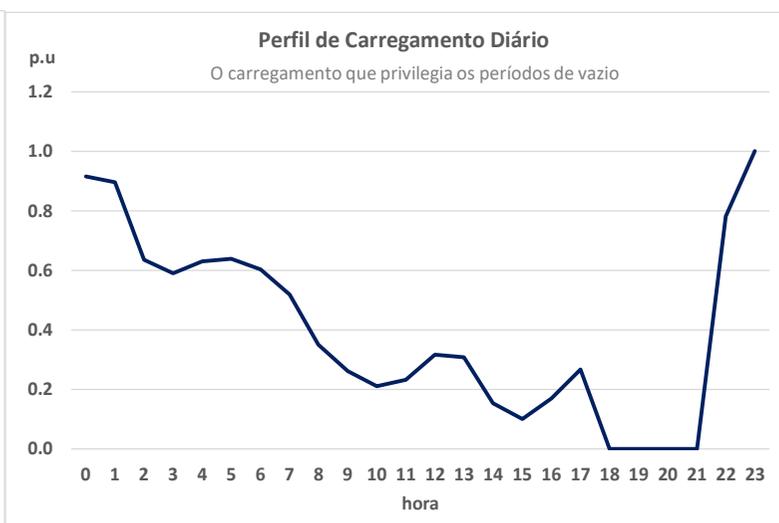
Perfil de carregamento de veículos elétricos (cont.)

As figuras seguintes apresentam o perfil diário de carregamento dos VE para as duas estratégias consideradas:

Estratégia de Carregamento *Direct Recharging*



Estratégia de Carregamento *Valley Recharging*



O perfil de carregamento dos VE combina as duas estratégias contrastantes de carregamento, da seguinte forma:

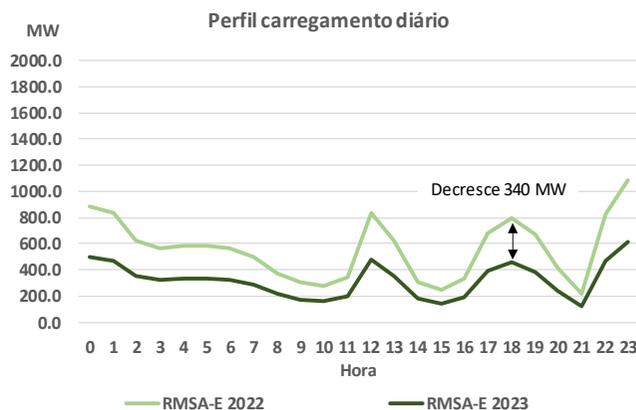
- VE ligeiros:
 - VE 20-80: 20% com estratégia *Direct Recharging* e 80% com *Valley Recharging*;
 - VE 60-40: 60% com estratégia *Direct Recharging* e 40% com *Valley Recharging*;
- VE pesados:
 - Consideram-se em todas as simulações 20% com estratégia *Direct Recharging* e 80% com *Valley Recharging*.

PROCURA

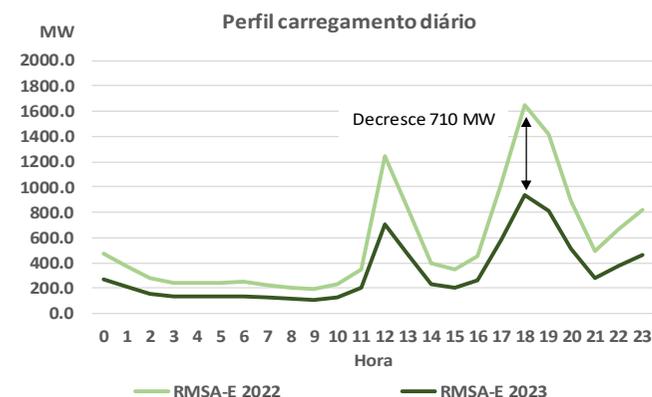
Perfil de carregamento de veículos elétricos (cont.)

Principais resultados sobre a perspetiva do impacto da mobilidade elétrica na ponta do SEN no horizonte 2030 (RMSA-E 2022 VS RMSA-E 2023)

VE 20-80 – Cenário Ambição

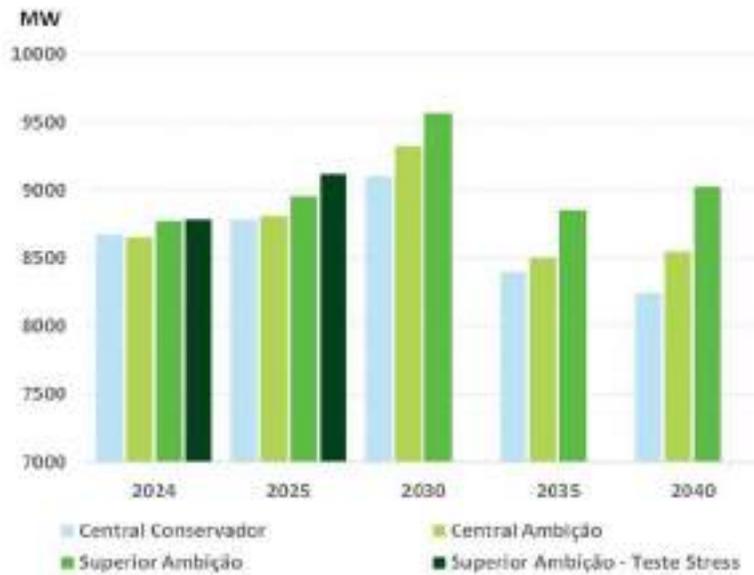
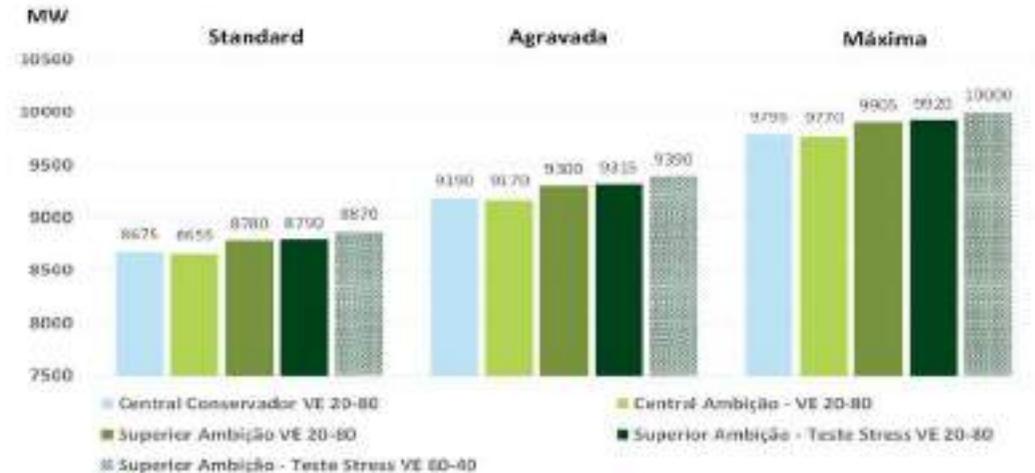


VE 60-40 – Cenário Ambição



- No Cenário Ambição, aplicando a estratégia de carregamento VE 20-80, o acréscimo da ponta devido aos VE é cerca de 460 MW (-340 MW face ao RMSA-E 2022) → **A revisão em baixa do número de VE no RMSA-E 2023 explica esta redução.**
- Considerando a estratégia de carregamento VE 60-40, perspetiva-se que a ponta de consumo dos VE na mesma hora atinja cerca de 940 MW (- 710 MW face ao RMSA-E 2022).
- No Cenário Conservador, no que refere às estratégias de carregamento VE 20-80 e VE 60-40, os valores da ponta decorrentes dos VE em 2030 são de 370 MW e de 760 MW, respetivamente.

Condições standard de temperatura e VE 20-80


 Efeito da temperatura e da estratégia de carregamento de VE¹
 Pontas de consumo em condições standard de temperatura, agravadas² e máxima


¹ Não foram considerados cenários da evolução da temperatura devido às alterações climáticas, uma vez que não existem dados disponíveis.

² Agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%.

VE 20-80: Carregamento dos VE ligeiros: 20% Direct Recharging e 80% Valley Recharging

VE 60-40: Carregamento dos VE ligeiros: 60% Direct Recharging e 40% Valley Recharging

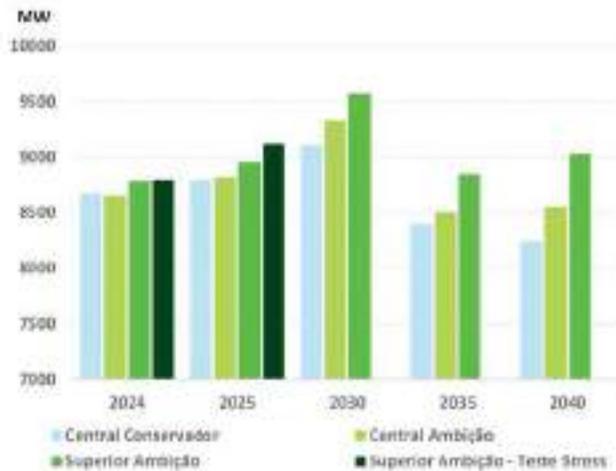
RMSA-E 2023 vs Pontas verificadas no SEN:

Ponta de consumo máxima prevista para 2024 (10 000 MW) no cenário Superior Ambição – Teste Stress VE 60-40, compara com o valor verificado em janeiro de 2023 de 9 365 MW e com a ponta histórica verificada em janeiro de 2021 de 9 885 MW.

PROCURA

Evolução das pontas de consumo em 2030

Condições standard de temperatura e VE 20-80



¹ Não foram considerados cenários da evolução da temperatura devido às alterações climáticas, uma vez que não existem dados disponíveis.

² Agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%.

VE 20-80: Carregamento dos VE ligeiros: 20% Direct Recharging e 80% Valley Recharging

VE 60-40: Carregamento dos VE ligeiros: 60% Direct Recharging e 40% Valley Recharging

Efeito da temperatura, estratégia de carregamento de VE¹ e H₂ e outros grandes consumos
Pontas de consumo em condições standard de temperatura, agravadas² e máxima



Comparação RMSA-E 2023 vs RMSA-E 2022:

Nos cenários Central Ambição e Conservador, em condições standard de temperatura e estratégia de carregamento VE 20-80, a ponta reduz em cerca de 380 MW e 65 MW, respetivamente;

No cenário Superior Ambição, em condições standard de temperatura e estratégia de carregamento VE 20-80, a ponta reduz em cerca de 335 MW;

No cenário Superior Ambição, estratégia de carregamento VE 60-40, a ponta Máxima atinge os 11 100 MW (redução de cerca de 390 MW);

Não estão consideradas as pontas que circulam na RNT provenientes da produção renovável dedicada aos abastecimentos dos consumos de eletricidade dos eletrolisadores (H₂).

REN

02

OFERTA



OFERTA

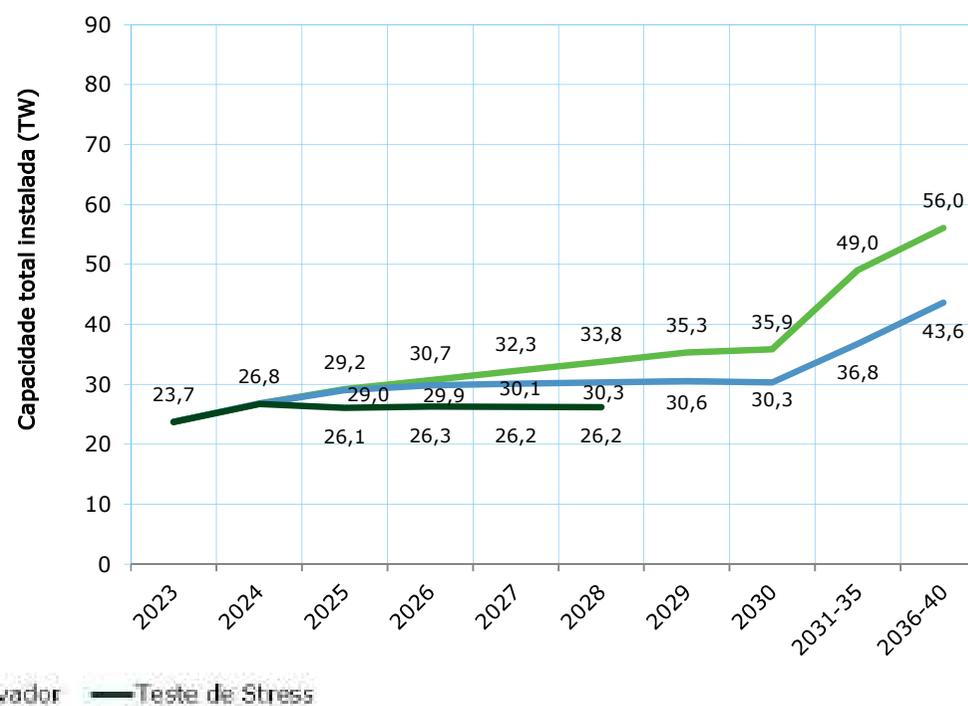
Evolução do sistema electroprodutor – capacidade total instalada

Capacidade renovável dedicada para consumo dos eletrolisadores representa 18%-25% do total em 2030 e 30%-33% em 2040, dependendo da trajetória

Incluindo capacidade dedicada para produção de H₂



Excluindo capacidade dedicada para produção de H₂

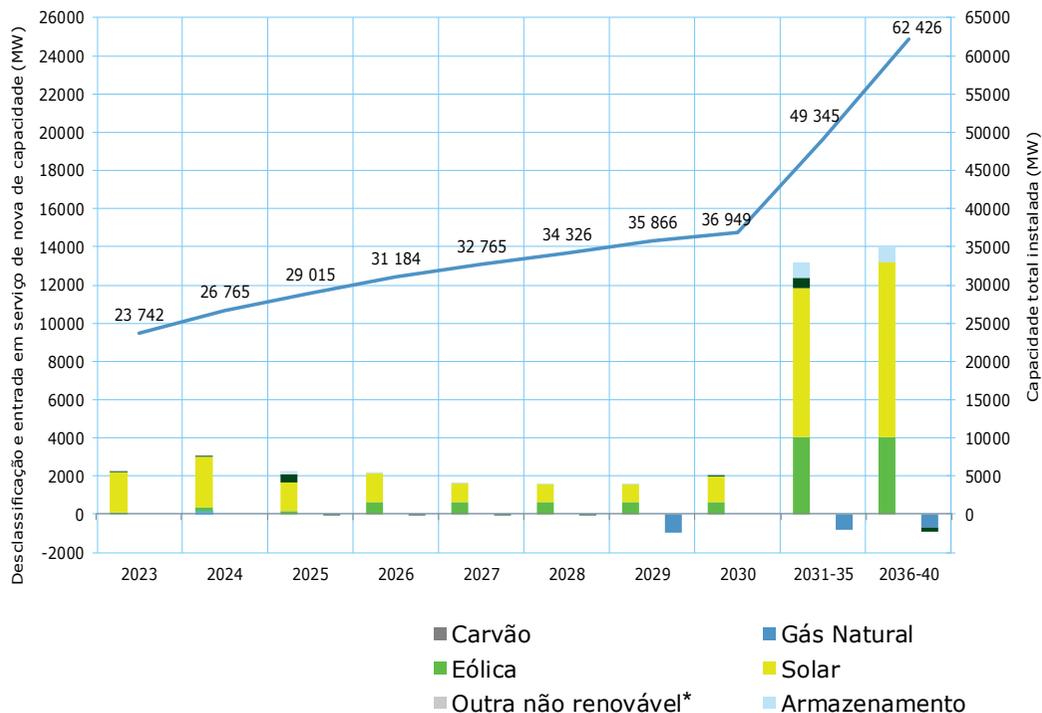


OFERTA

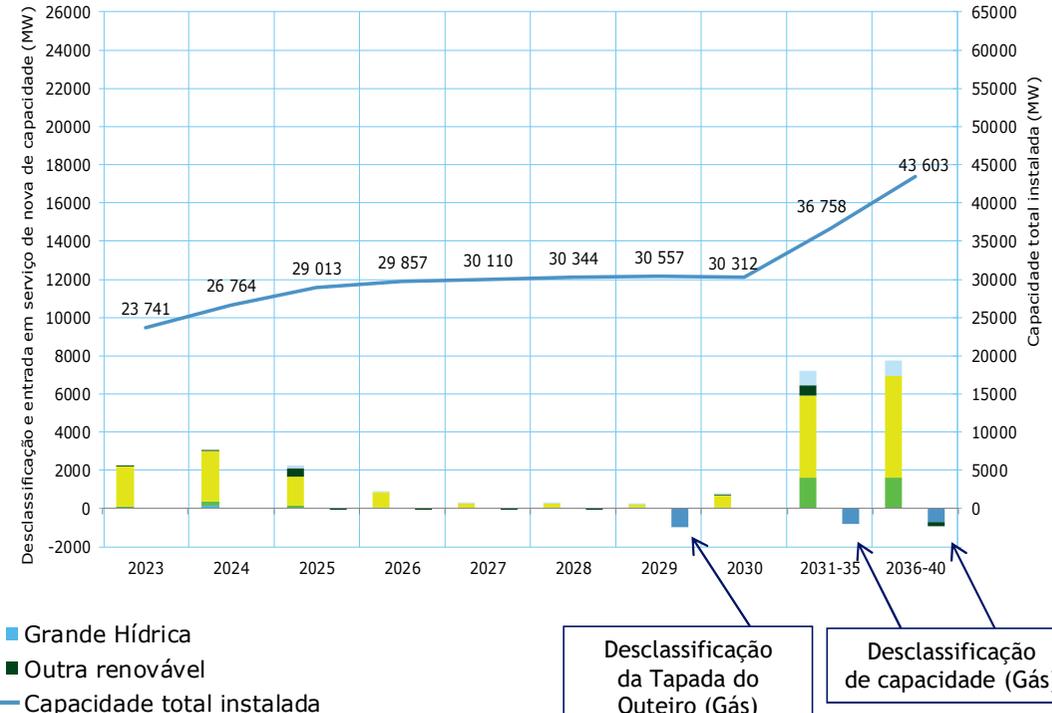
Evolução do sistema electroprodutor – Trajetória Conservadora

Na Trajetória Conservadora, a capacidade renovável dedicada para consumo dos eletrolisadores (eólica e solar fotovoltaica) ascende a 6,6 GW em 2030 e 18,8 GW em 2040

Incluindo capacidade dedicada para produção de H₂



Excluindo capacidade dedicada para produção de H₂



Desclassificação da Tapada do Outeiro (Gás)

Desclassificação de capacidade (Gás)

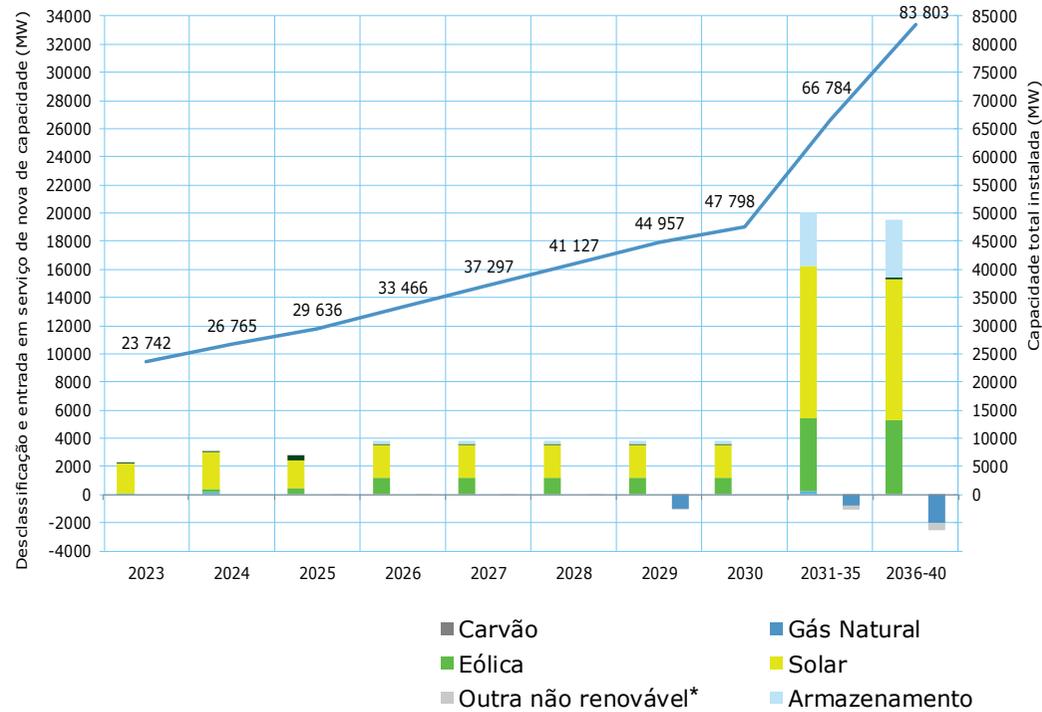
(*) e.g. cogeração a gás

OFERTA

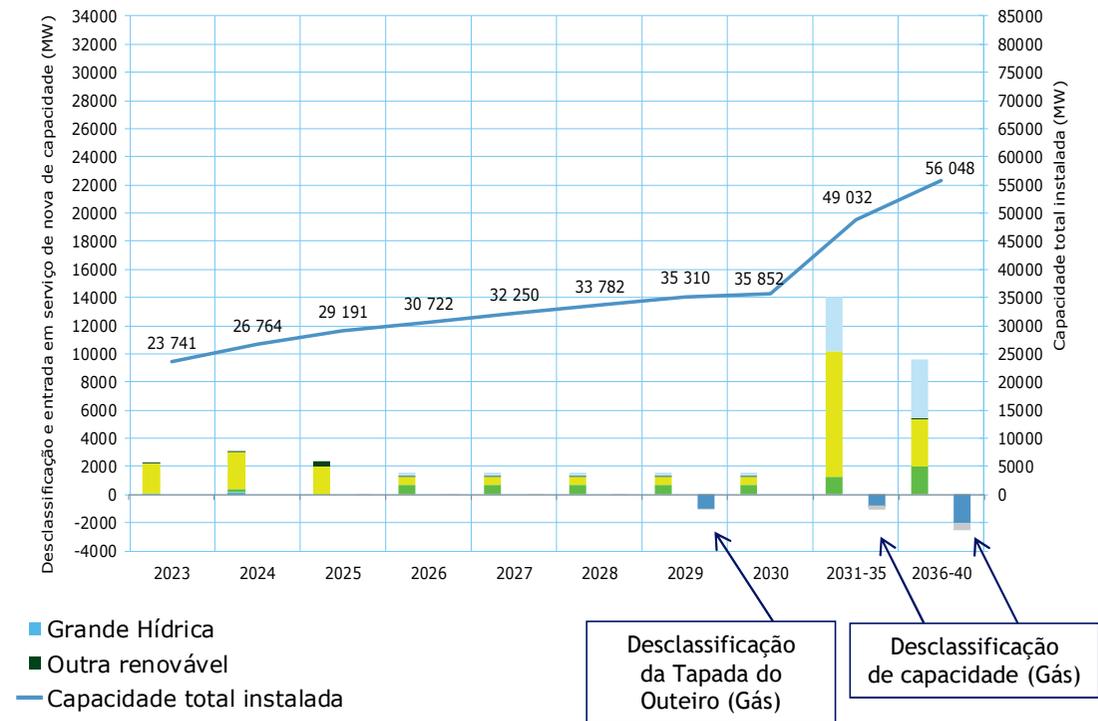
Evolução do sistema electroprodutor – Trajetória Ambição

Na Trajetória Ambição, a capacidade renovável dedicada para consumo dos eletrolisadores (eólica e solar fotovoltaica) ascende a 12 GW em 2030 e 27,8 GW em 2040

Incluindo capacidade dedicada para produção de H₂



Excluindo capacidade dedicada para produção de H₂

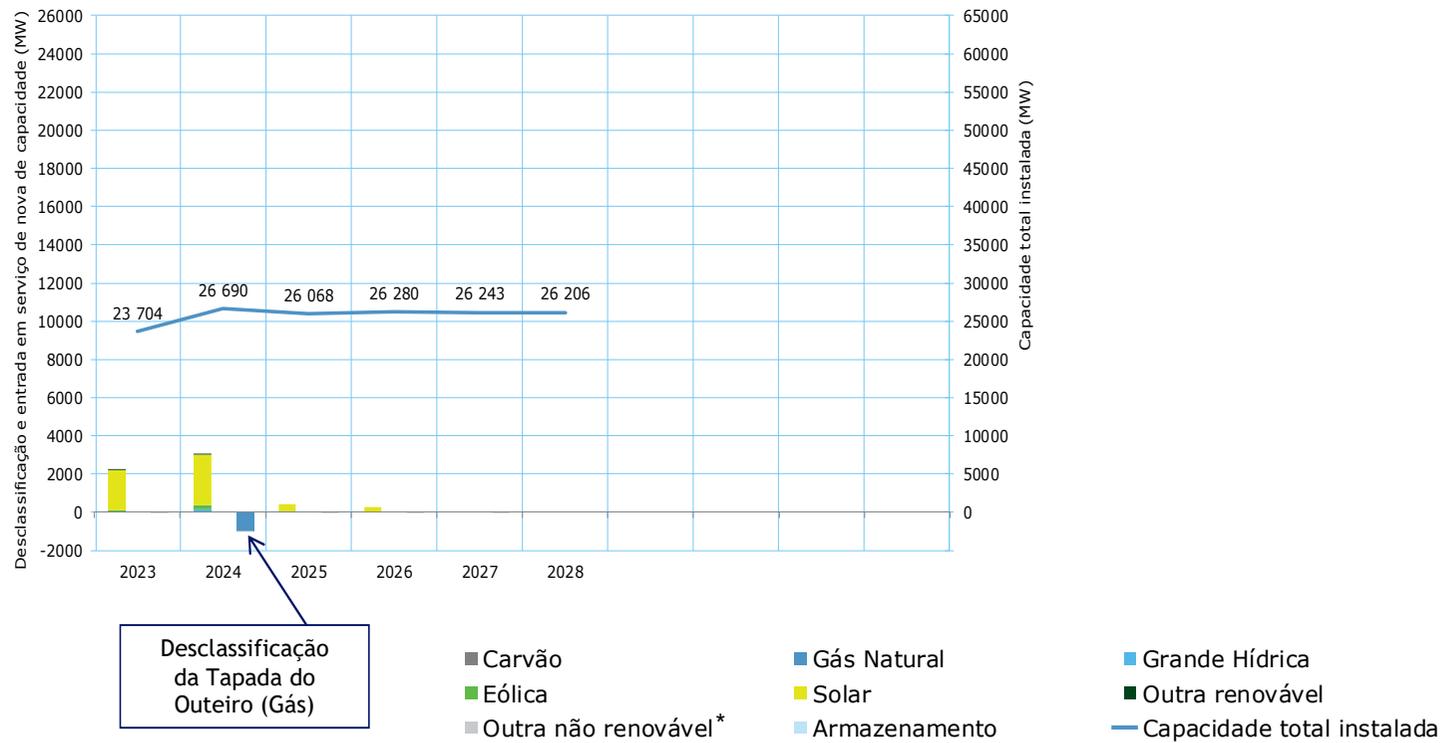


(*) e.g. cogeração a gás

OFERTA

Evolução do sistema electroprodutor – Teste de Stress

Sem previsão de capacidade dedicada para produção de H₂

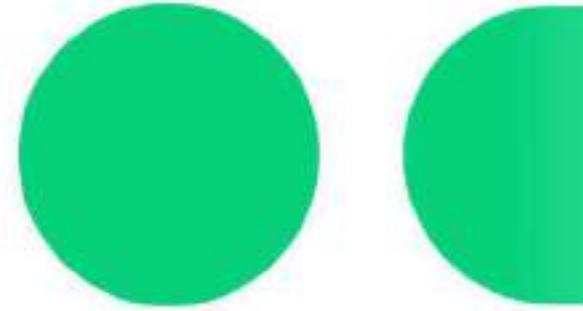


O Teste de Stress do RMSA-E 2023 considera, em 2024, mais 3450 MW de capacidade renovável do que o previsto no RMSA-E 2022.

(*) e.g. cogeração

03

TAXAS DE ISP



TAXAS DE ISP

Tributação do gás natural utilizado nas centrais termoelétricas

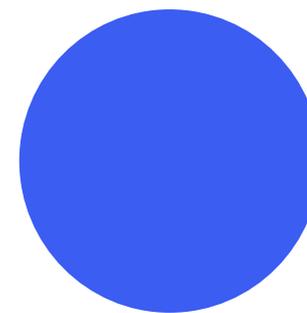
Taxas de ISP (Imposto sobre Produtos Petrolíferos) a aplicar ao gás natural para produção de eletricidade

	ISP OE 2023 (€/GJ)	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
≥ 2024	0,307	50%	0,15

No caso do gás natural, não se aplica a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO₂, em virtude dos grandes centros eletroprodutores serem abrangidos pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE).

04

RNT – INTERLIGAÇÕES



RNT – INTERLIGAÇÕES

Evolução da capacidade comercial de interligação no mercado diário

Previsão dos Valores Mínimos¹ Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação no Mercado Diário (Limitações previsionais só de rede)

	Portugal >> Espanha [MW]	Espanha >> Portugal [MW]
2024	2 700 ²	2 700 ²
2025	3 500	4 200
2030	3 500	4 200 ³
2035	3 500	4 200
2040	4 000 ⁴	4 700 ⁴

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

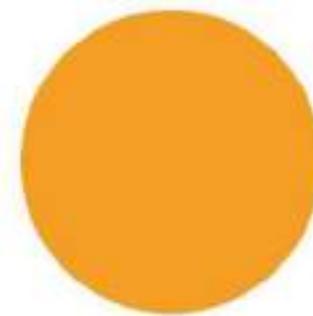
² Até à entrada em serviço da nova linha de interligação Ponte de Lima – Fontefría, prevista para dezembro de 2024.

³ Com as metas previstas no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030) para a evolução do parque produtor até 2030, estima-se para esse horizonte um valor de interconnection ratio numa gama entre 12% a 14%, excluindo a capacidade dedicada para produção de H₂.

⁴ Correspondem a valores identificados como Target Capacities para a fronteira PT-ES nos estudos do TYNDP2022 (Ten-Year Network Development Plan). No entanto, não estão ainda identificados os reforços de rede necessários em PT e ES para atingir esses valores de capacidade.

05

TRAJETÓRIAS EM ANÁLISE



TRAJETÓRIAS EM ANÁLISE

Relação entre a oferta e a procura nas análises efetuadas

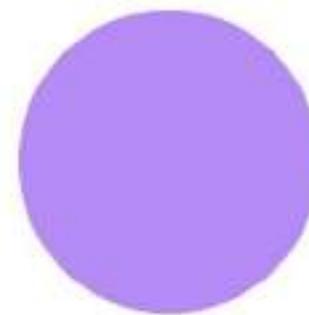
	Cenários da Procura				
Cenários de Oferta	Inferior Conservador	Central Conservador	Central Ambição	Superior Ambição	Superior Ambição Teste de Stress
Conservador	Sensibilidade	Trajetória Conservadora (*)			
Ambição			Trajetória Ambição	Sensibilidade (**)	
Teste de Stress					Teste de Stress
	Competitividade	Segurança de abastecimento Ambiente Competitividade		Segurança de abastecimento	Indicação do estágio de rutura

(*) Será realizada uma análise de sensibilidade à oferta de eletricidade, em 2025 e 2030, considerando uma evolução da capacidade eólica, solar e cogeração mais reduzida do que a evolução do cenário Conservador.

(**) Em 2030, será realizada uma análise de sensibilidade adicional à procura com 2 GW de consumo de grandes consumidores industriais a abastecer pela RESP.

06

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

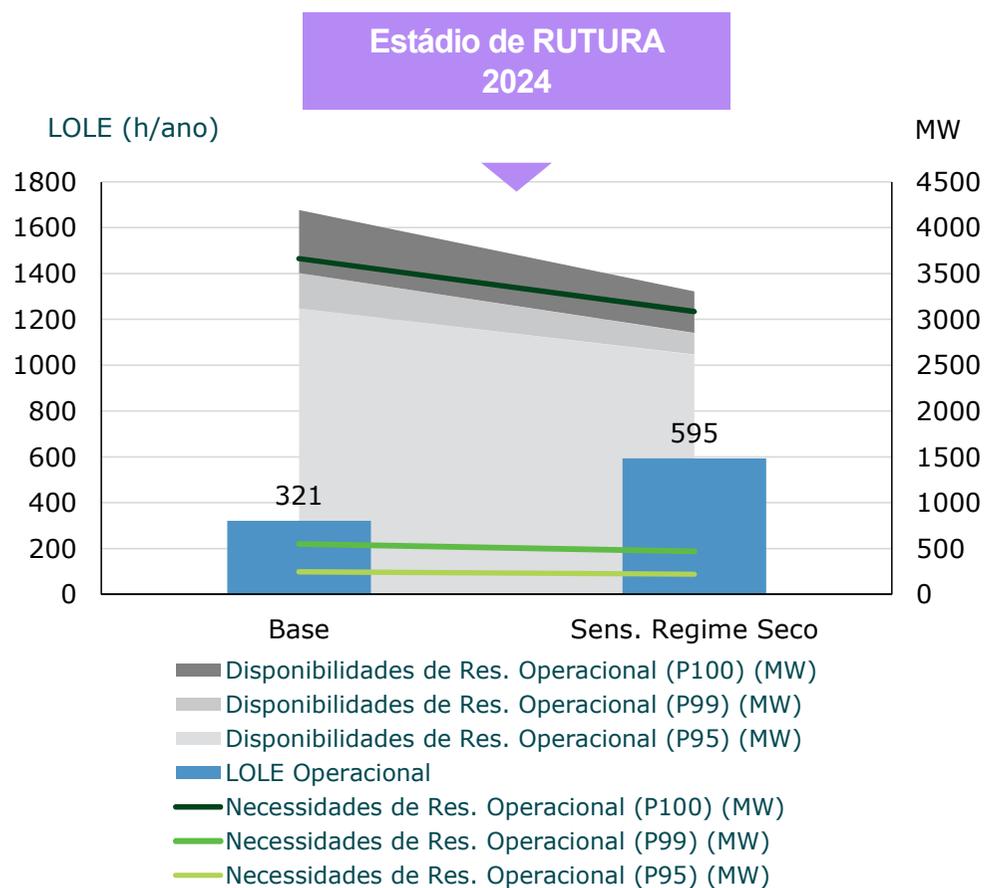


SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Teste de Stress

PADRÕES DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

LOLE ≤ 5 (10% NTC)
 (Análise de Reserva Operacional)



SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Teste de Stress

(*) anteriormente designada por Banda de Reserva de Regulação (BRR)

- **O ano de 2024 é identificado como o “Estádio de Rutura”** – LOLE superior a 5 horas/ano (mantendo um contributo máximo do NTC de 10%), sendo que, na eventualidade de se verificarem condições hidrológicas secas, os resultados serão mais gravosos.
- Nas condições do **Teste de Stress**, para garantir o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento em 2024, os **estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional entre 1750 MW e 1950 MW, função das condições hidrológicas** (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos).
- Se **admitido o prolongamento do funcionamento da Central Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro (CCTO)** para além da data de fim do CAE (29 de março de 2024), tal como assumido nas Trajetórias Conservadora e Ambição, **são necessários cerca de 950 MW**. Daqui se conclui a importância de manter a CCTO para além da data de fim do CAE.
- Nota-se ainda que, **enquanto a linha Feira - Ribeira de Pena a 400 kV não estiver em serviço**, o Sistema Eletroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena – Vieira do Minho a 400 kV, **convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores de elevada potência da bacia do Cávado, para o mesmo nó de rede**. Tal situação exige que o gestor global do SEN terá que avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de segurança, impondo as restrições que tiver que determinar à referida produção, em função das condições de rede e do SEN em concreto.
- Num ambiente de **funcionamento normal do mercado** (cerca de 2700 MW de capacidade para trocas comerciais), será razoável considerar que **existe resposta aos cenários apresentados anteriormente. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação**, em particular no mercado intradiário, **a disponibilidade de meios nacionais será essencial para a garantia de abastecimento dos consumos**, situação refletida nos atuais critérios de segurança de abastecimento nacionais.
- Na ocorrência destas circunstâncias, deverão ser ativadas as medidas mitigadoras para garantir a segurança de abastecimento do SEN, pela seguinte ordem:

Oferta/Procura	Medidas
(Procura)	Redução do consumo dos consumidores industriais elegíveis em regime de mercado com os quais existam contratos de prestação desse serviço ou mecanismo equivalente → Banda de Reserva de Restabelecimento de Frequência com ativação manual (Banda de mFRR)*
(Oferta)	Solicitação ao Operador do Sistema Espanhol da ativação de um programa de apoio , conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 19 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.
(Procura)	Deslastres pontuais de consumos não prioritários , conforme previsto no protocolo entre os operadores das redes de transporte e de distribuição de eletricidade, no caso de incumprimento das instruções referidas na medida anterior por parte dos clientes interruptíveis.

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

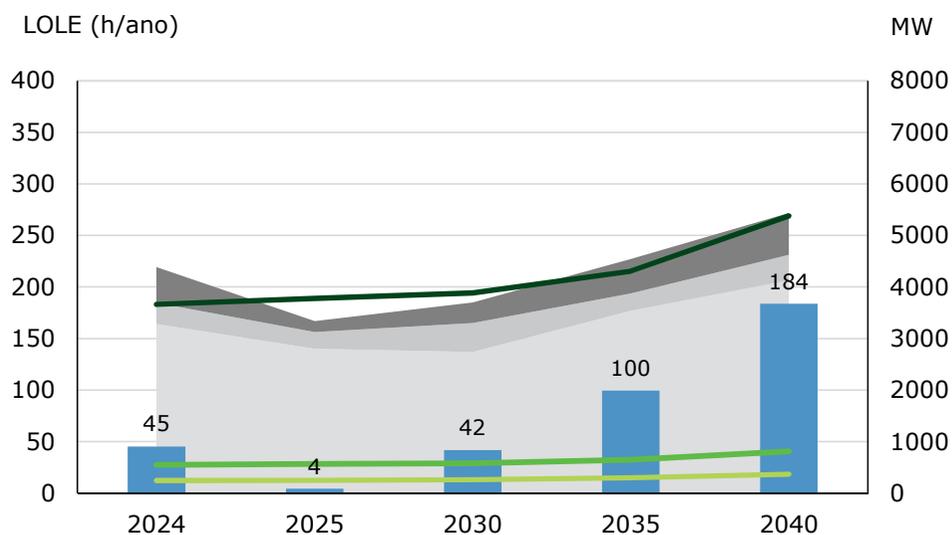
Análise de Reserva Operacional

PADRÕES DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

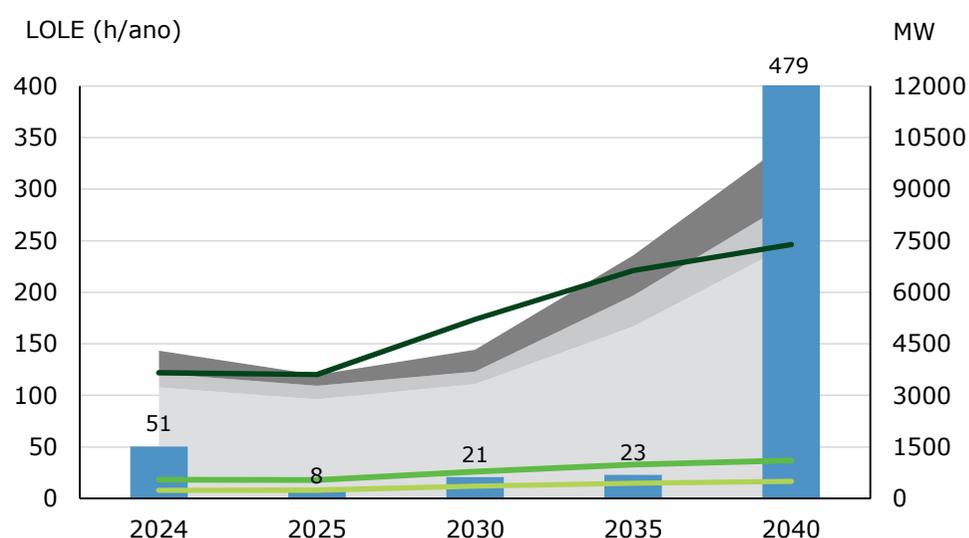
LOLE ≤ 5 (10% NTC)

(Análise de Reserva Operacional)

Trajétória Conservadora



Trajétória Ambição



- Disponibilidades de Res. Operacional (P100) (MW)
- Disponibilidades de Res. Operacional (P99) (MW)
- Disponibilidades de Res. Operacional (P95) (MW)
- LOLE Operacional
- Necessidades de Res. Operacional (P100) (MW)
- Necessidades de Res. Operacional (P99) (MW)
- Necessidades de Res. Operacional (P95) (MW)

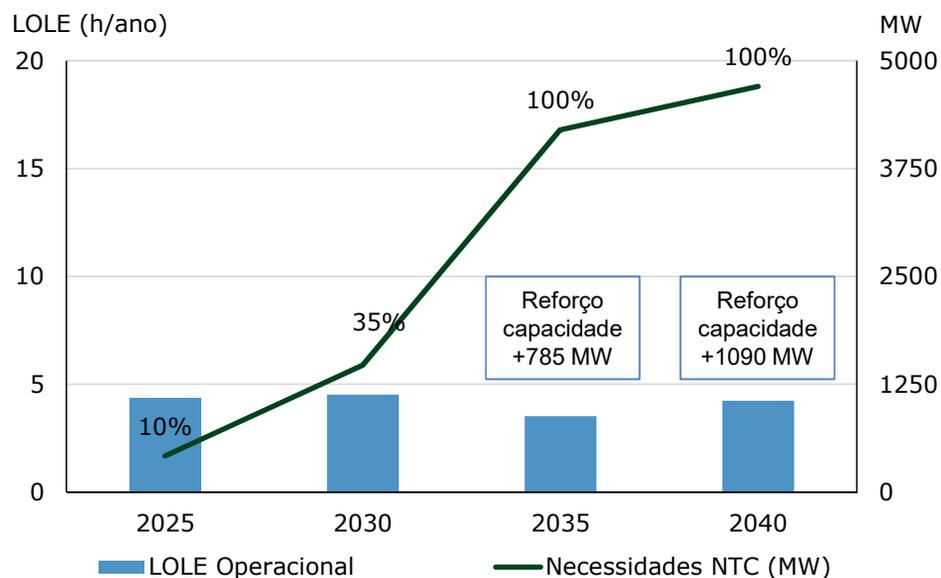
- Assumindo um contributo da NTC ES-PT limitado a 10%, o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todo o horizonte de estudo, com exceção de 2025 na Trajetória Conservadora.
- Em 2024, para garantir os atuais padrões de segurança de abastecimento, são necessários cerca de 850 MW e 750 MW de capacidade adicional, nas Trajetórias Ambição e Conservadora, respetivamente.

Restrito

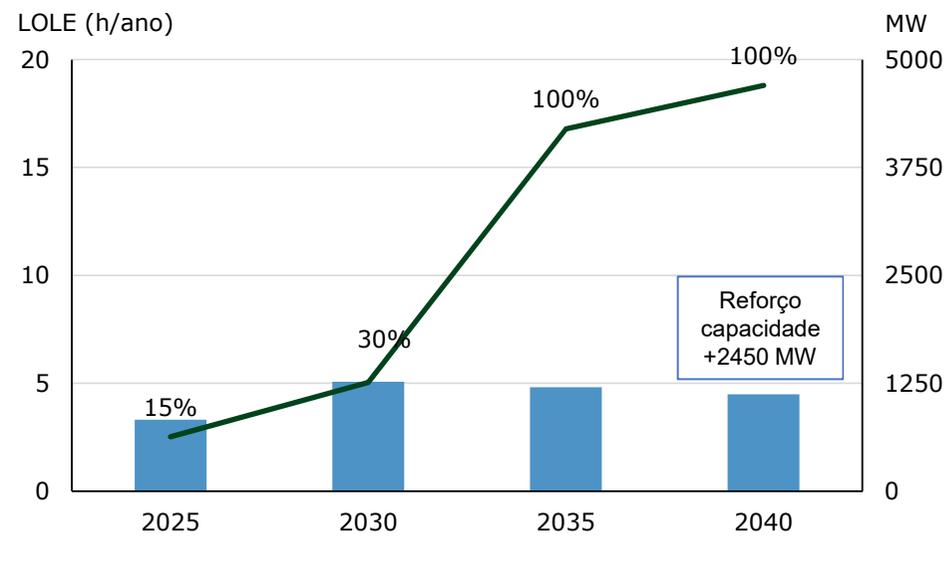
SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Necessidades de interligação com Espanha

Trajectoria Conservadora



Trajectoria Ambição



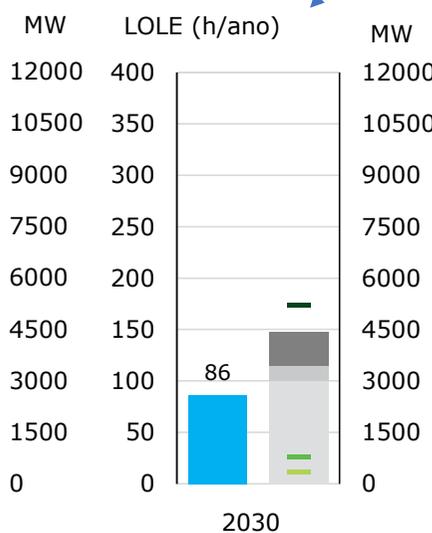
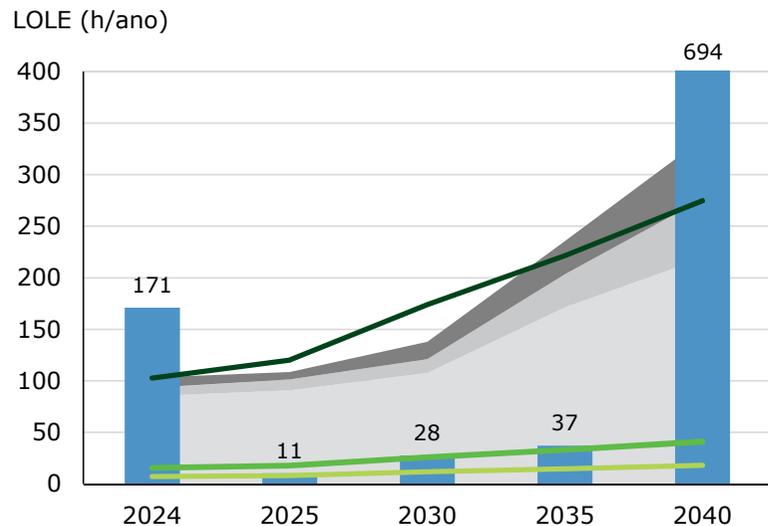
- Até 2030, o cumprimento de um LOLE operacional ≤ 5 h/ano aponta para necessidades de capacidade de interligação equivalente que oscilam entre 10% e 15% da NTC em 2025 (420 MW e 630 MW) e entre 30% a 35% da NTC em 2030 (1470 MW na trajetória Conservadora e 1260 MW na trajetória Ambição).
- Em 2035, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC em ambas as trajetórias (4200 MW), acrescido de uma capacidade de 785 MW no caso da trajetória Conservadora; em 2040, para além da totalidade da NTC (4700 MW), identificam-se necessidades de capacidade de 1090 MW e 2450 MW, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente.

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

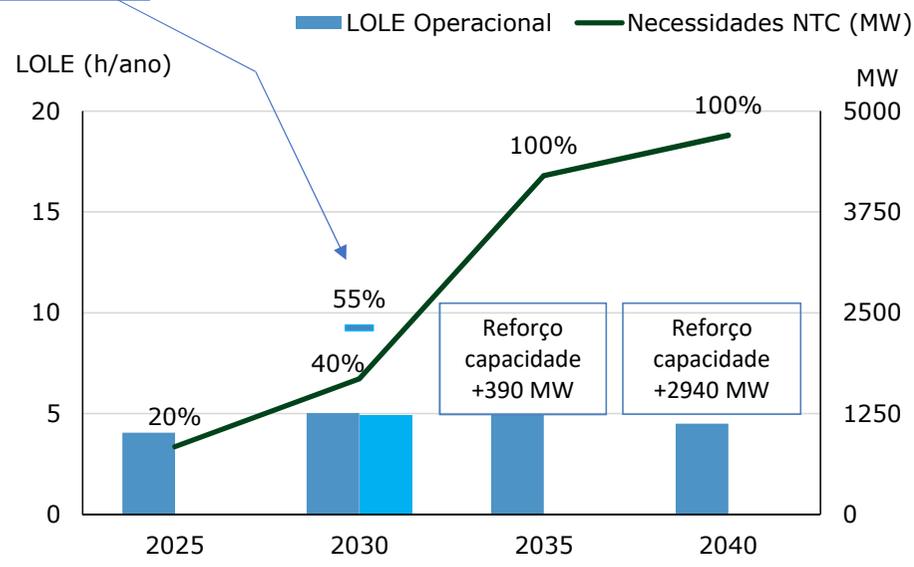
Análise de Reserva Operacional e Necessidades de interligação com Espanha
- Sensibilidades à Procura

PADRÕES DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO
LOLE ≤ 5 (10% NTC)
(Análise de Reserva Operacional)

Trajetória Ambição
Sensibilidade à Procura – Cenário Superior, Ambição



Sensibilidade adicional à procura com 2 GW de grandes consumos industriais



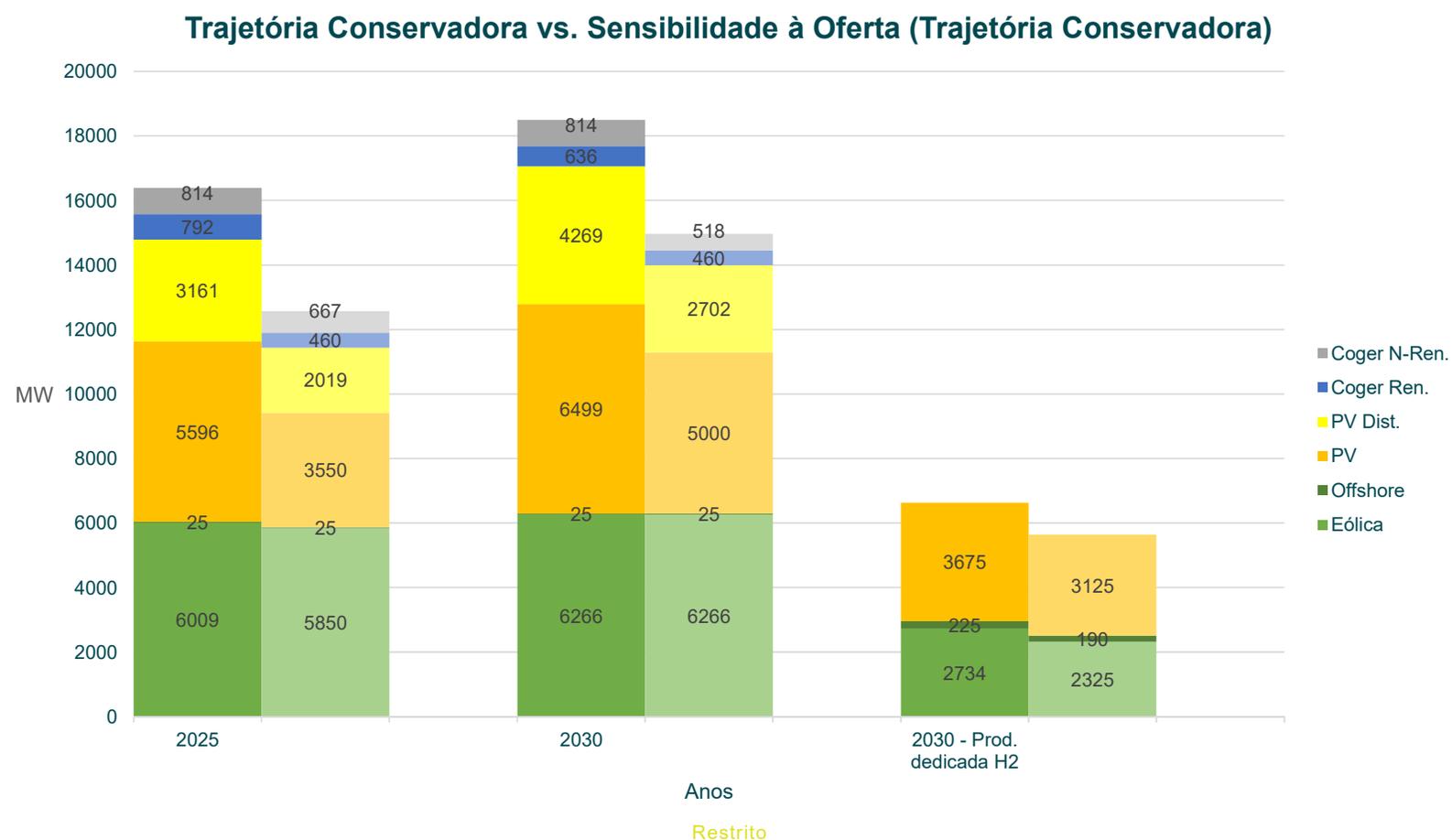
- Disponibilidades de Res. Operacional (P100) (MW)
- Disponibilidades de Res. Operacional (P99) (MW)
- Disponibilidades de Res. Operacional (P95) (MW)
- LOLE Operacional
- Necessidades de Res. Operacional (P100) (MW)
- Necessidades de Res. Operacional (P99) (MW)
- Necessidades de Res. Operacional (P95) (MW)

- Na sensibilidade à procura assumindo o Cenário Superior Ambição, as necessidades de NTC aumentam 30%, em 2025 e 2030 (5pp e 10pp, respetivamente), face ao Cenário Central Ambição; em 2035 e 2040, são identificados reforços de capacidade adicionais de 390 MW e 490 MW, respetivamente.
- Se, nestas condições, em 2030, for ainda considerado 2 GW em grandes consumos industriais, as necessidades de NTC ascendem a 55%, correspondente a 2310 MW.

Restrito

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

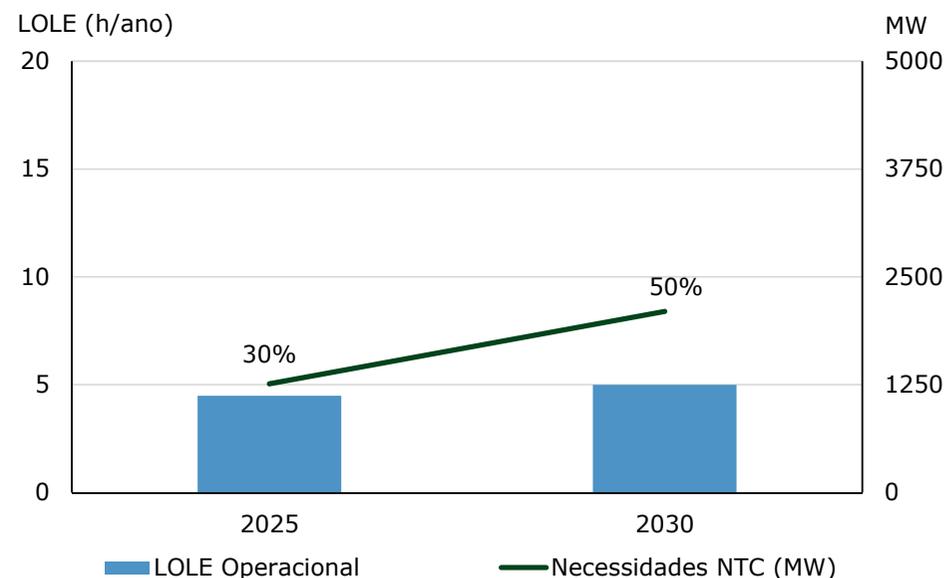
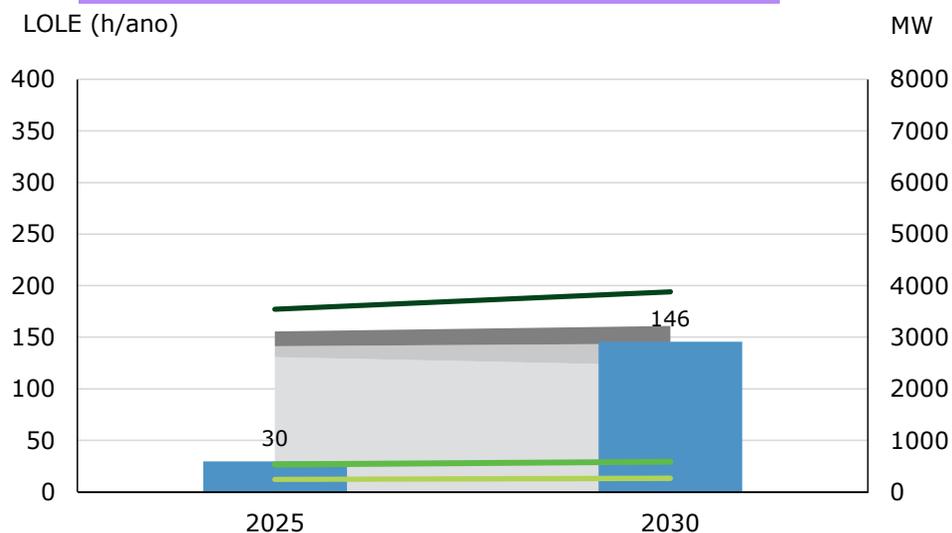
Reserva Operacional e Necessidades de Interligação com Espanha – Sensibilidade à Oferta da Trajetória Conservadora



SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Reserva Operacional e Necessidades de Interligação com Espanha – Sensibilidade à Oferta da Trajetória Conservadora

Trajectoria Conservadora
Sensibilidade à Oferta reduzida



- Disponibilidades de Res. Operacional (P100) (MW)
- Disponibilidades de Res. Operacional (P99) (MW)
- Disponibilidades de Res. Operacional (P95) (MW)
- LOLE Operacional
- Necessidades de Res. Operacional (P100) (MW)
- Necessidades de Res. Operacional (P99) (MW)
- Necessidades de Res. Operacional (P95) (MW)

- Na sensibilidade à oferta assumindo um cenário mais reduzido de capacidade, com 10% NTC, o indicador LOLE aumenta significativamente face à trajetória Conservadora (7,5x em 2025, 3,5x em 2030), levando ao incumprimento do padrão de segurança de abastecimento em 2025.
- Nestas condições, as necessidades de NTC para garantir o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento serão de 30% (1260 MW) em 2025 e de 50% (2100 MW) em 2030.
- Caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, a Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro é essencial para efeitos de segurança do abastecimento do sistema Português, mesmo após a data de desclassificação prevista para final de 2029.

Restrito

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

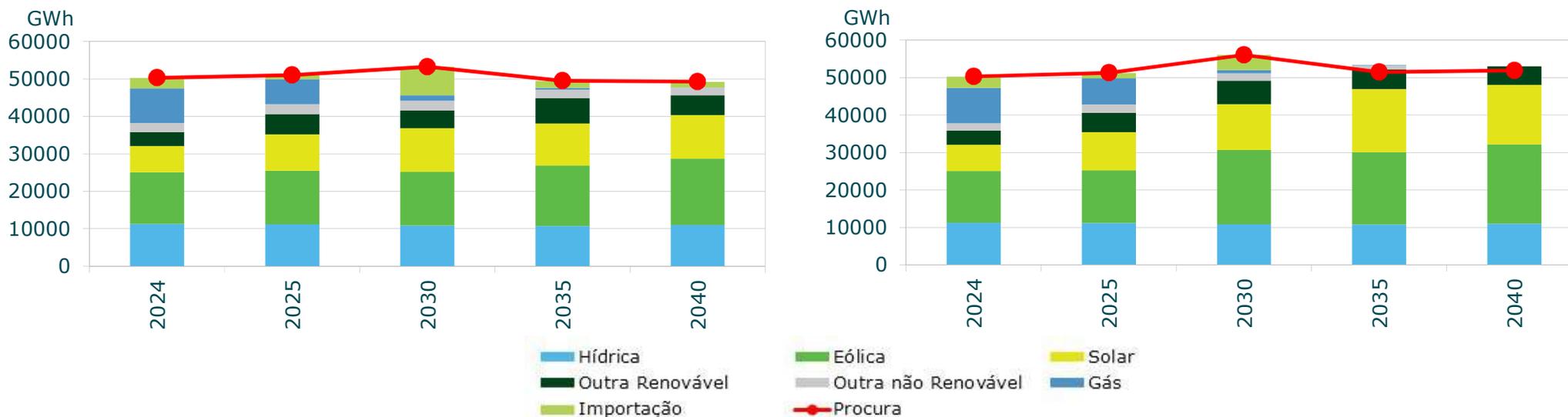
Estrutura da produção

Nota: produção renovável simulada pelo VALORAGUA, considerando os eventuais excedentes por falta de consumo de eletricidade

Trajétória Conservadora

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajétória Ambição



- Até 2030 e em diante, a **tendência de evolução do mix de produção é ser maioritariamente composto por FER**, destacando-se a contribuição da energia eólica e da energia solar.
- Na trajetória Conservadora, **verifica-se sempre um saldo importador de Espanha devido à maior integração de renováveis no país vizinho** (são considerados eventuais excedentes de produção renovável por falta de consumo de eletricidade na Península Ibérica).
- A **redução do papel do Gás na estrutura de produção é notória**.

Restrito

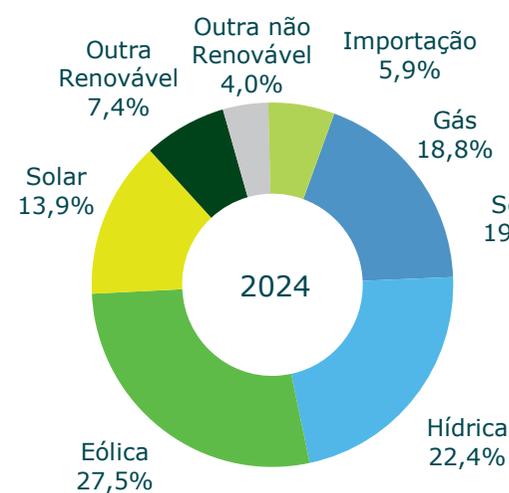
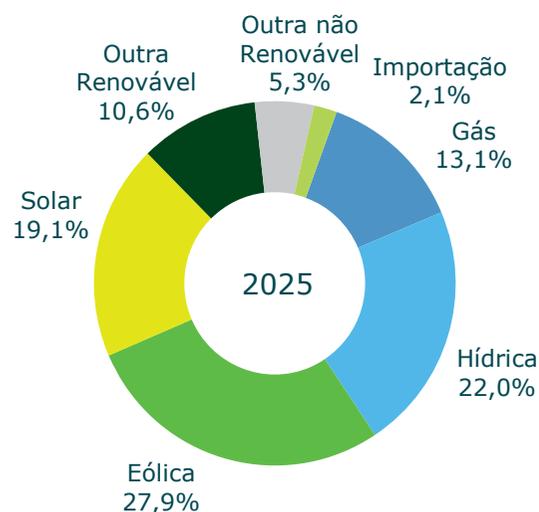
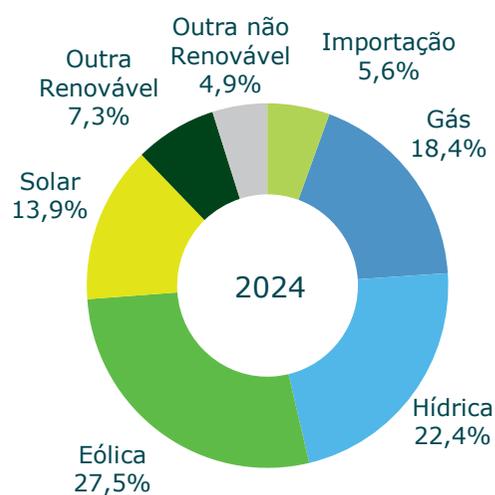
SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Estrutura do abastecimento

Trajetória Conservadora

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajetória Ambição



- Verifica-se, entre 2024 e 2025, o **impacte da incorporação de solar e eólica** (com maior incidência da solar) no *mix* energético, **abastecendo perto de 47% do consumo de eletricidade em 2025**, cerca de + 6 pp do que em 2024.
- **Redução do saldo importador entre 2024 e 2025**, devido a maior integração de renováveis em Portugal.

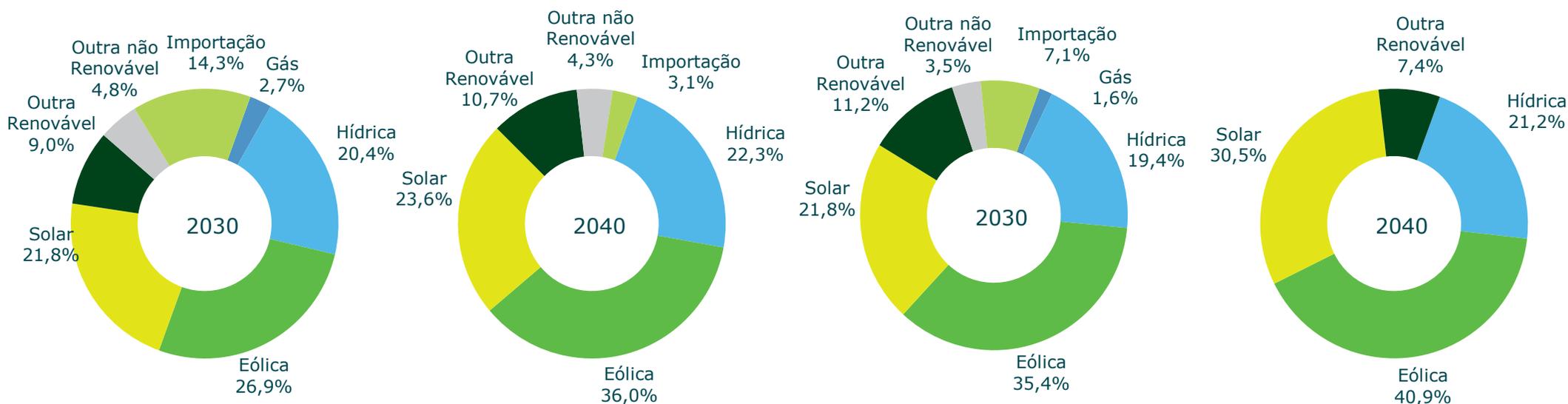
SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Estrutura do abastecimento

Trajetória Conservadora

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajetória Ambição



- Perspectiva-se que, em **2030**, as componentes solar e eólica possam, em conjunto, abastecer entre **49-57%** do consumo de eletricidade (60-71% em 2040).
- O **Gás não excede 2-3%** em 2030 e torna-se marginal em 2040.
- Em 2030, a maior penetração de renováveis no sistema de Espanha conduz a importações de energia que variam de cerca de 7% a 14% (de realçar que são considerados eventuais excedentes de produção renovável por falta de consumo de eletricidade na Península Ibérica), que se reduzem progressivamente para 0-3%.

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

Evolução da RNT e das Interligações

- O RMSA-E 2023 apresenta, numa **perspetiva de segurança de abastecimento, as grandes metas para o *mix* de produção a nível nacional**. Para efeitos de adaptação e capacitação da rede às alterações ao parque electroprodutor é necessário analisar os seus impactes também a nível regional e local;
- A **distribuição de fluxos na rede e o comportamento** desta, nomeadamente na região sul, **dependem também bastante da composição e evolução do parque electroprodutor em Espanha**;
- Até à **entrada em serviço da linha Feira - Ribeira de Pena a 400 kV**, o Sistema Eletroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena – Vieira do Minho a 400 kV, **convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores de elevada potência da bacia do Cávado, para o mesmo nó de rede**. Tal situação exige que o gestor global do SEN terá que avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de segurança, impondo as restrições que tiver que determinar à referida produção, em função das condições da rede e do SEN em concreto;
- Com a **desclassificação, em janeiro de 2021, da Central a carvão de Sines (1180 MW)**, acentuam-se os trânsitos norte-sul, nomeadamente perante situações de elevada produção a norte e ausência ou muita reduzida produção na zona sul. Para continuar a assegurar as condições de segurança de operação da rede, é importante o reforço da RNT a norte da Grande Lisboa com a linha a 400 kV Fanhões - Rio Maior, para além do eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique – Tavira;
- A **geração distribuída já instalada ou prevista ser instalada na RND**, fotovoltaica e outras, tem vindo a ter um crescimento significativo, umentando os fluxos de energia no sentido da RND para a RNT;
- O **forte crescimento perspetivado para nova geração fotovoltaica e eólica ligada na RNT e na RND exige um grande esforço em novos reforços de rede**. É importante uma minimização de constrangimentos no desenrolar dos procedimentos de avaliação ambiental e de licenciamento das novas infraestruturas da RNT para que esta evolua em sintonia com o crescimento do parque electroprodutor.

07

AMBIENTE



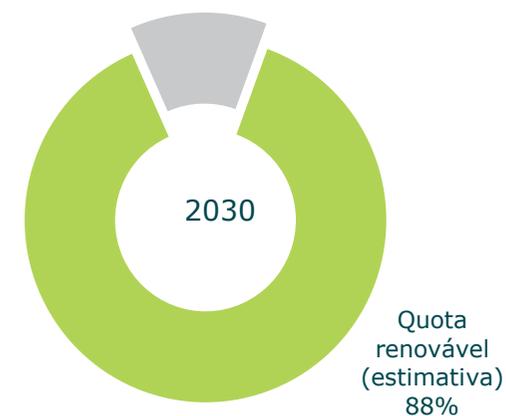
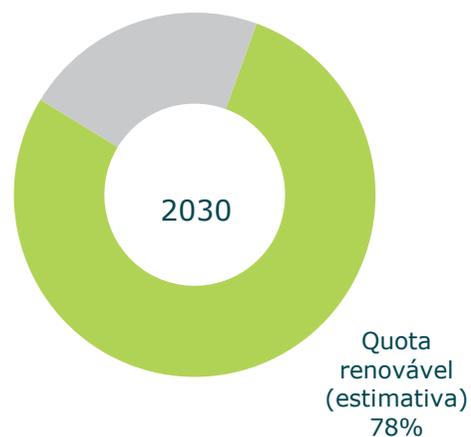
AMBIENTE

Quota de produção renovável

Trajetória Conservadora

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajetória Ambição



- Em 2030, a Quota de Renovável ascende a 78% – 88%, na Trajetória Conservadora e Ambição, respetivamente
- Em termos anuais, se não fossem desperdiçados os eventuais excedentes de produção renovável em Portugal, a Quota de Renovável em 2030 variaria entre os 82 % e os 95%.

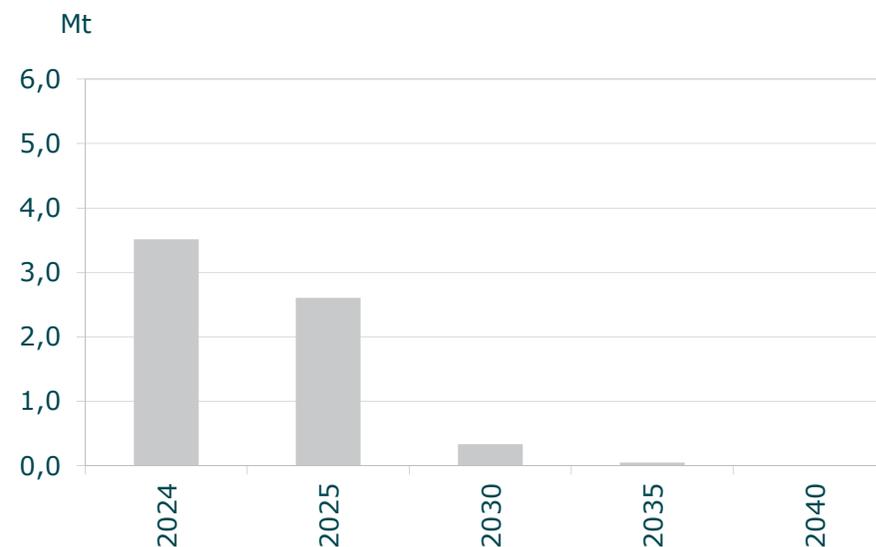
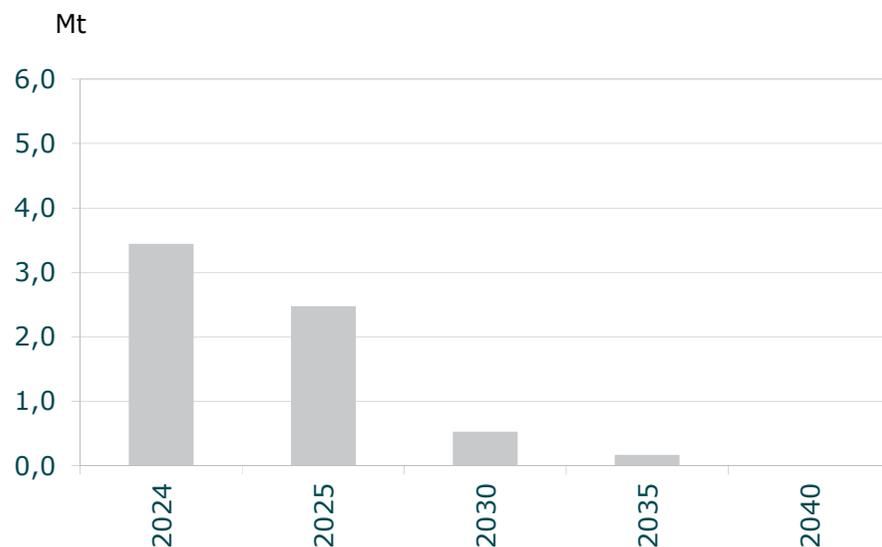
AMBIENTE

Emissões de CO₂ das centrais termoelétricas

Trajectoria Conservadora

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajectoria Ambição



- Até 2030, as emissões totais anuais de CO₂ decorrentes da produção pelas centrais termoelétricas em regime ordinário sofrem um decréscimo assinalável face a 2022 (5,2 Mt; IPH=0,63), sobretudo devido à forte integração de produção renovável, e são praticamente inexistentes em 2040.
- Entre 2024 e 2030, as emissões evoluem de 3,4-3,5 Mt para 0,5 Mt ou 0,3 Mt, dependendo da trajetória Conservadora ou Ambição, respetivamente.
- Em 2040, estima-se que as emissões de CO₂ sejam praticamente inexistentes.

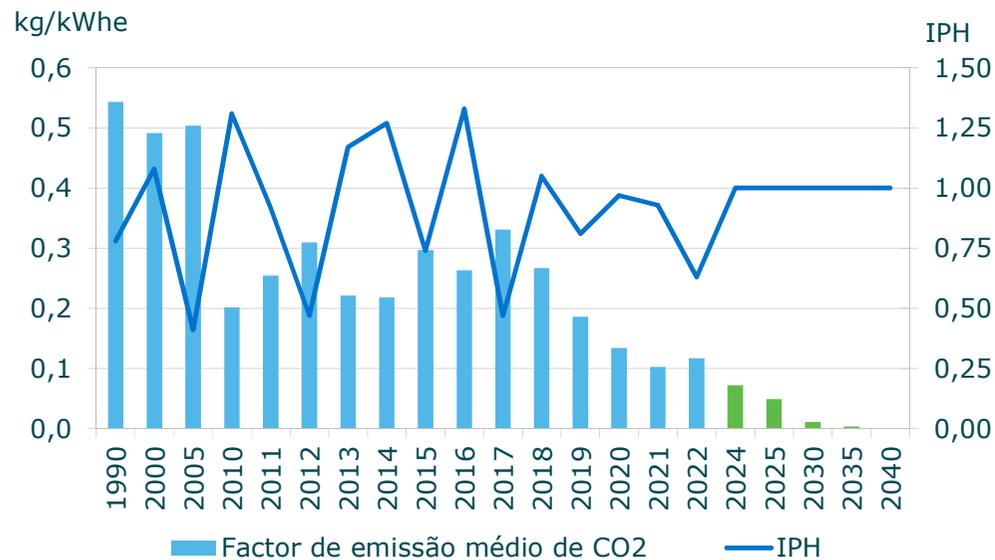
AMBIENTE

Emissões de CO₂ das centrais termoelétricas

Trajetória Conservadora

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajetória Ambição

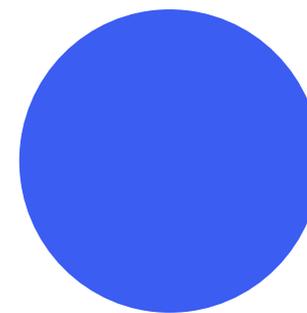


- O fator médio de emissão de CO₂ decresce de forma progressiva face a 2022 (0,12 kg/kWhe; IPH=0,63), sobretudo devido à forte integração de produção renovável.
- A partir de 2030, o valor é praticamente negligenciável.

IPH – Índice de Produtibilidade Hidroelétrica

08

COMPETITIVIDADE



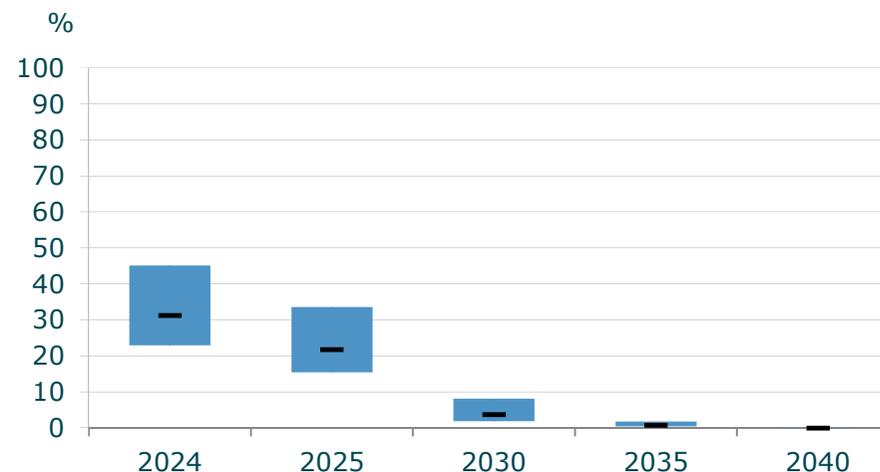
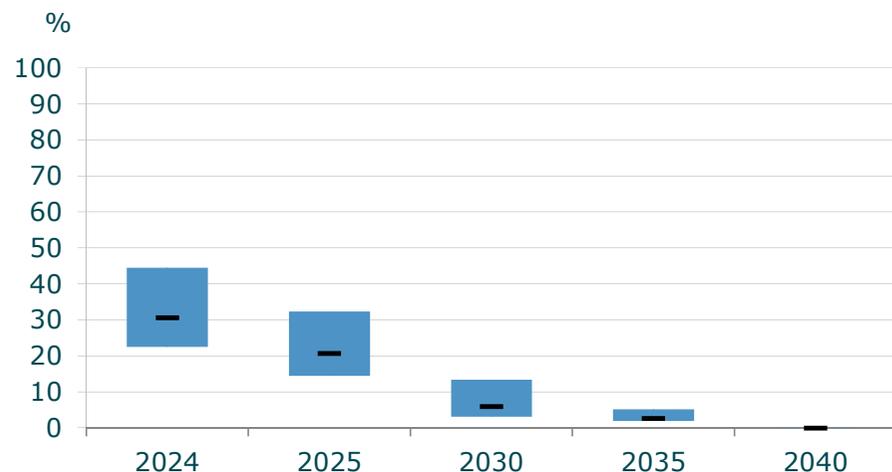
COMPETITIVIDADE

Taxa de utilização das centrais termoeletricas

Trajectoria Conservadora

Centrais de Ciclo Combinado a gás

Trajectoria Ambição



— Média dos Regimes

■ Banda de variação entre o Regime Seco e o Regime Húmido

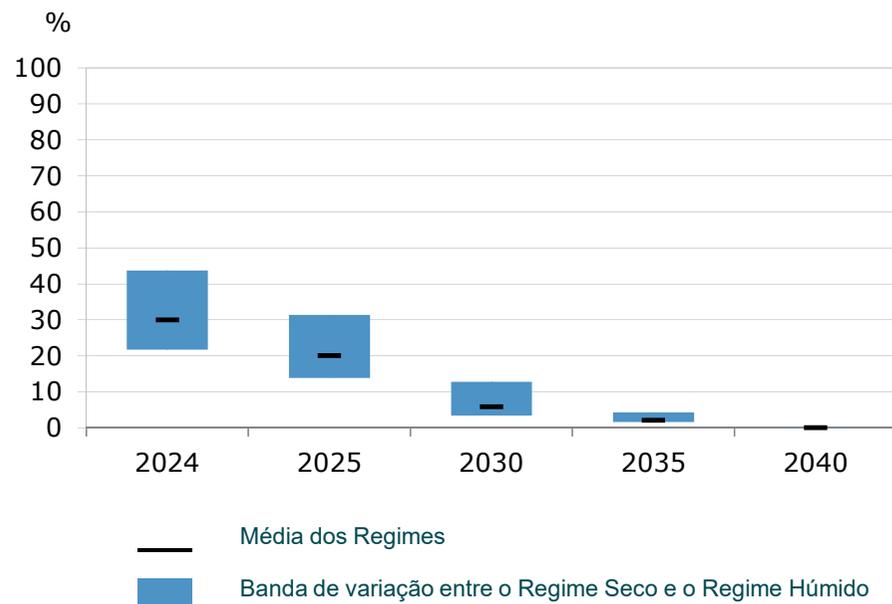
- A taxa de utilização média das CCGT a gás passa de cerca de 31%, em 2024, para 6 e 4% em 2030, na trajetória Conservadora e Ambição, respetivamente.
- Em 2025, a taxa de utilização médias das CCGT as gás é cerca de 20%, podendo em situações hidrológicas secas ultrapassar os 30% de utilização.
- Em 2035 e 2040, a utilização do gás tem significado apenas para efeitos de segurança de abastecimento.

COMPETITIVIDADE

Taxa de utilização das centrais termoelétricas

Trajetória Conservadora
Sensibilidade à Procura –
Cenário Inferior, Conservador

Centrais de Ciclo Combinado a gás



- No caso da Sensibilidade à procura Inferior Conservador, em 2030, a utilização das CCGT, na média dos regimes hidrológicos, sofre uma ligeira redução para 5,8% (-0,2 pp face ao cenário de procura Central Conservador).

COMPETITIVIDADE

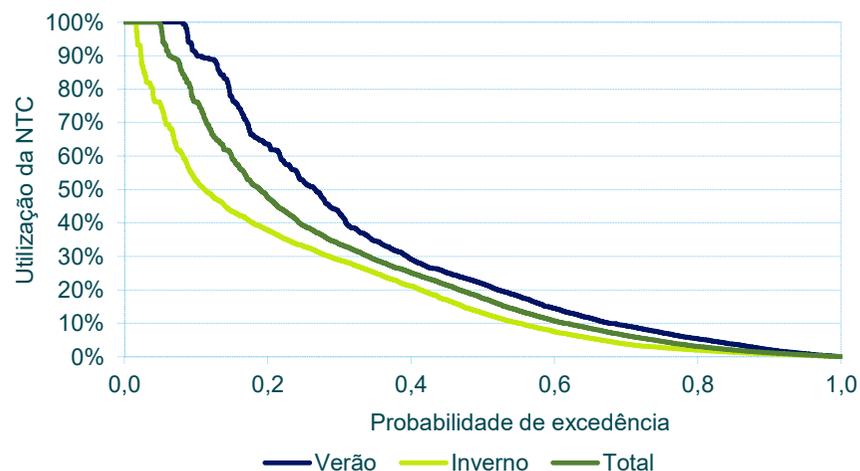
Taxa de utilização do NTC

PH – Posto Horário
NTC – Net Transfer Capacity

2030

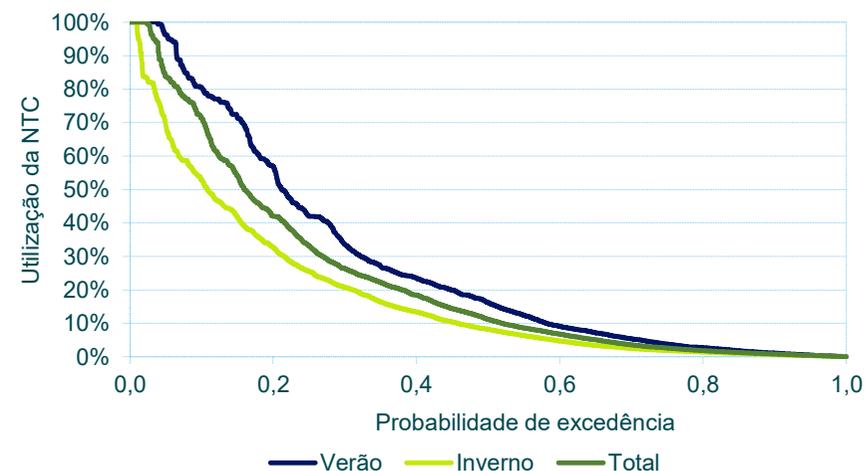
Trajetória Conservadora

Todos os PH



Trajetória Ambição

Todos os PH



- Em 2030, das simulações com o modelo VALORAGUA, estima-se que o valor máximo de NTC de 4200 MW (assumindo o valor máximo de Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 4% e 3%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente, configurando assim a expectativa que, na maior parte do tempo, exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha.

COMPETITIVIDADE

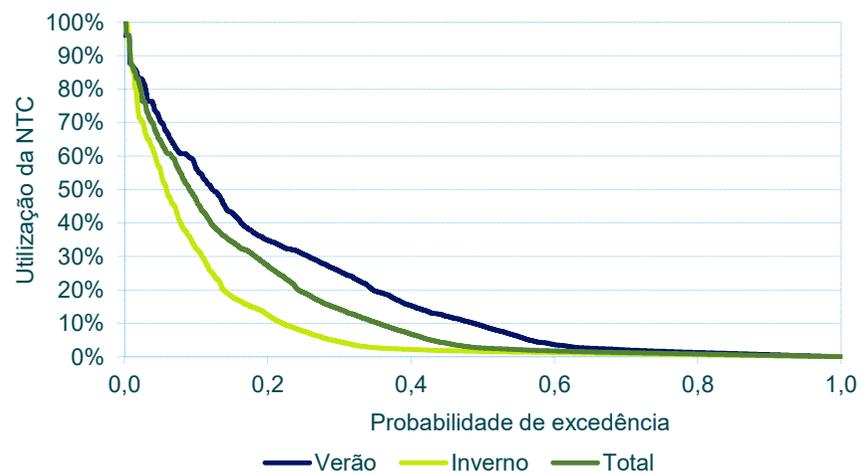
Taxa de utilização do NTC

PH – Posto Horário
 NTC – Net Transfer Capacity

2040

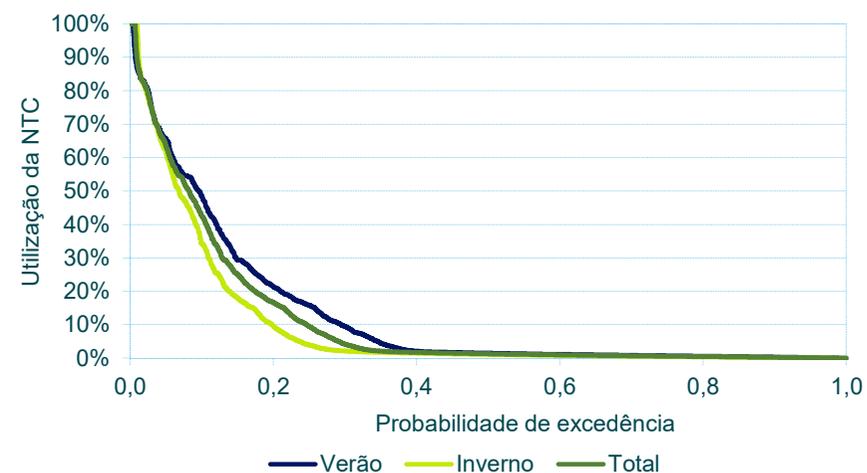
Trajetória Conservadora

Todos os PH



Trajetória Ambição

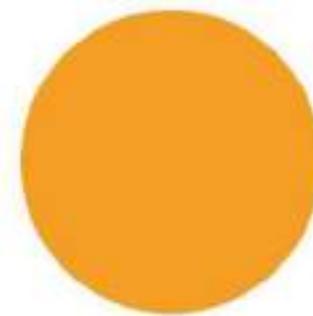
Todos os PH



- Em 2040, das simulações com o modelo VALORAGUA, estima-se que o valor máximo de NTC de 4700 MW (assumindo o valor máximo de Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 1%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, configurando assim a expectativa que, na maior parte do tempo, exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha.

09

CONSIDERAÇÕES FINAIS



CONSIDERAÇÕES FINAIS (1/3)

- A **evolução do consumo (referido à produção líquida) de eletricidade é, de uma forma geral, inferior à do RMSA-E 2022**, com todos os cenários, a longo prazo, situados abaixo da envolvente do exercício do ano passado e o valor do consumo do cenário Superior Ambição praticamente igual ao do anterior cenário Inferior Conservador (em 2040). Isto fica a dever-se principalmente ao aumento do autoconsumo, ao menor impacte da mobilidade elétrica e à redução do consumo para produção de H₂ dependente das RESP.
- Não obstante a **elevada capacidade prevista para produção de hidrogénio a partir de 2030**, a maior parte da eletricidade que irá abastecer os eletrolisadores é proveniente de **produção dedicada**, com **exceção do cenário Ambição, em que uma pequena parcela do consumo será abastecida a partir de produção não dedicada, em circulação na RESP**. A totalidade da energia proveniente da produção de eletricidade dedicada ao H₂ circulará na RNT, uma vez que os locais de consumo não estarão fisicamente na proximidade dos locais de produção.
- A penetração de **veículos elétricos mantém-se um importante driver de crescimento da procura e impacta no potencial crescimento da ponta de consumo**. Relativamente ao **consumo de outros grandes projetos**, à semelhança do RMSA-E 2022, considerou-se que **a RESP irá abastecer 35% das necessidades de consumo de eletricidade destes projetos no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador**.
- O valor do **autoconsumo em ambos os cenários apresenta um forte crescimento decorrente**, principalmente, das componentes da produção distribuída, nomeadamente fotovoltaica. Relativamente ao valor estimado para 2022 (2 387 GWh), as previsões para 2030 apontam para um crescimento do autoconsumo de **239% no cenário Conservador e 353% no cenário Ambição**, caracterizado por um aumento do peso do autoconsumo decorrente da produção distribuída de **35% em 2022 para 58% no cenário Conservador e 55% no cenário Ambição**. Em 2040, estes pesos evoluem para 78% e 75%, respetivamente, traduzindo um crescimento exponencial da produção distribuída no muito longo prazo.
- **Não foi analisado o possível impacto do autoconsumo não local, na utilização das redes**, decorrente do artigo 83º do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro, que possibilita a instalação das UPAC até determinada distancia (até 20km, dependendo se BT, MT, AT ou MAT) das IU, mas, uma vez que se prevê um aumento significativo do autoconsumo nos próximos anos, é algo a considerar/analisar em futuros estudos de segurança de abastecimento.
- O **“Estádio de Rutura” ocorre no ano de 2024**, ano em que o indicador de segurança de abastecimento do SEN (LOLE) é superior a 5 horas/ano (mantendo um contributo máximo do NTC de 10%), sendo que, **na eventualidade de se verificarem condições hidrológicas secas, os resultados poderão ser mais gravosos**. Nestas condições, para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, os estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional entre 1750 MW e 1950 MW, função das condições hidrológicas (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos). **Admitindo o prolongamento do funcionamento da Central Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro (CCTO) para além da data de fim do CAE (29 de março de 2024)**, são necessários cerca de 950 MW. Daqui se conclui a importância de manter a CCTO para além da data de fim do CAE.

CONSIDERAÇÕES FINAIS (2/3)

- **Até à entrada em serviço da linha Feira - Ribeira de Pena a 400 kV, o Sistema Eletroprodutor do Tâmega estará a escoar a energia produzida apenas pela linha Ribeira de Pena – Vieira do Minho a 400 kV, convergindo em conjunto com a produção de outros centros electroprodutores de elevada potência da bacia do Cávado, para o mesmo nó de rede. Tal situação exige que o gestor global do SEN terá que avaliar, a cada momento, os riscos operacionais e de segurança, impondo as restrições que tiver que determinar à referida produção, em função das condições da rede e do SEN em concreto.**
- Com a **desclassificação, em janeiro de 2021, da central a carvão de Sines (1180 MW), acentuaram-se os trânsitos norte-sul**, nomeadamente perante situações de elevada produção a norte e ausência ou muita reduzida produção na zona sul. Para continuar a assegurar as condições de segurança de operação da rede, é importante o reforço da RNT a norte da Grande Lisboa com a linha a 400 kV Fanhões - Rio Maior, para além do eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique – Tavira.
- Nas **Trajetórias Ambição e Conservadora, assumindo um contributo da NTC ES-PT limitado a 10%, em 2024, o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano)**, à semelhança do Teste de Stress, sendo necessários cerca de 850 MW e 750 MW de capacidade adicional, respetivamente.
- **O critério também não é cumprido em todo o horizonte de estudo, com exceção da Trajetória Conservadora em 2025.** Para o cumprimento de um LOLE operacional ≤ 5 h/ano, será necessária uma capacidade de interligação equivalente que oscila entre os 10% e os 15% da NTC em 2025 (420 MW e 630 MW) e entre os 30% a 35% da NTC em 2030 (1470 MW na trajetória Conservadora e 1260 MW na trajetória Ambição). Em 2035 e 2040, afigura-se necessário um contributo de 100% da NTC em ambas as trajetórias (4200 MW e 4700 MW, respetivamente), acrescido de reforços de capacidade compreendidos entre 785 MW e 2450 MW, consoante os casos.
- Na sensibilidade à procura da trajetória Ambição, em que assume a ocorrência do cenário da procura Superior, as necessidades de NTC aumentam 5pp e 10pp, em 2025 e em 2030, respetivamente. Em 2035 e 2040, são identificados reforços de capacidade adicionais entre 390-490 MW. Na hipótese que, além do cenário Superior da procura, se considera, em 2030, 2 GW em grandes consumos industriais, as necessidades de NTC ascendem a 55% (2310 MW).

CONSIDERAÇÕES FINAIS (3/3)

- Na sensibilidade à oferta da trajetória Conservadora, em que se assume um cenário mais reduzido de capacidade eólica, solar e cogeração, os indicadores de segurança de abastecimento são agravados. As necessidades de NTC ascendem a 30% (1260 MW) e 50% (2100 MW), em 2025 e 2030, respetivamente. **Caso não exista disponibilidade de geração no sistema electroprodutor de Espanha, a Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro é essencial para efeitos de segurança do abastecimento do sistema Português, mesmo após a data de desclassificação prevista para final de 2029.**
- A geração distribuída já instalada ou prevista ser instalada na RND, fotovoltaica e outras, tem vindo a ter um crescimento significativo, aumentando os fluxos de energia no sentido da RND para a RNT.
- **O forte crescimento prospetivado para nova geração fotovoltaica e eólica ligada na RNT e na RND exige um grande esforço em novos reforços de rede.** É importante uma minimização de estrangulamentos no desenrolar dos procedimentos de avaliação ambiental e de licenciamento das novas infraestruturas da RNT para que esta evolua em sintonia com o crescimento do parque electroprodutor.
- **O crescimento sustentado da geração variável solar e eólica aumenta as necessidades de flexibilidade proporcionadas atualmente pela geração síncrona convencional, como sejam o controlo de frequência, o controlo de tensão ou a inércia.**
- **Em 2030, a estimativa de quota da produção renovável, na média dos regimes hidrológicos, está compreendida entre 78% e 88%** do consumo bruto de eletricidade nas trajetórias Conservadora e Ambição. Em termos anuais, se não fossem desperdiçados os eventuais excedentes de produção renovável em Portugal, a Quota de Renovável em 2030 pode alcançar os 82-95%.
- **As emissões totais anuais de CO2 decorrentes da produção pelas centrais termoelétricas em regime ordinário sofrem um decréscimo assinalável face a 2022 (5,2 Mt; IPH=0,63), sobretudo devido à forte integração de produção renovável.** Entre 2024 e 2030, as emissões evoluem de 3,4-3,5 Mt para 0,5 Mt ou 0,3 Mt, dependendo da trajetória Conservadora ou Ambição, respetivamente. Em 2040, estima-se que as emissões de CO2 sejam praticamente inexistentes.
- **Do ponto de vista da competitividade, a elevada penetração de produção renovável afeta consideravelmente a utilização média das CCGT a gás** que se estima que possa decrescer, em 2030, até entre 6% e 4%, na trajetória Conservadora e Ambição, respetivamente. A muito longo prazo, a utilização do gás tem significado apenas para efeitos de segurança de abastecimento.