



Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023-2040 (RMSA-E 2022)

Portugal, outubro de 2022

[página em branco]

Índice

Sumário Executivo	4
1. Enquadramento.....	17
1.1. Enquadramento legislativo.....	17
1.2. Âmbito do RMSA-E	17
2. Caracterização do Sistema Elétrico Nacional	20
2.1. Procura	20
2.2. Oferta	22
2.3. Análise Oferta vs. Procura	25
3. Pressupostos e Análises	28
3.1. Pressupostos gerais	28
3.2. Trajetórias analisadas.....	34
3.2.1. Trajetória Conservadora.....	37
3.2.2. Trajetória Ambição	42
3.2.3. Trajetória Ambição - Análise de Sensibilidade à Procura Superior	46
3.2.4. Teste de Stress.....	48
3.2.5. Análise de Sensibilidade Adicional à Oferta	52
3.3. Ambiente e competitividade.....	53
4. Previsão do cumprimento dos objetivos para 2020 e 2030.....	55
5. Evolução da Rede Nacional de Transporte e das Interligações.....	58
5.1. Desenvolvimento da RNT	58
5.2. Interligações transfronteiriças	59
5.2.1. Situação atual	59
5.2.2. Futuros desenvolvimentos	61
6. Qualidade de Serviço.....	65
6.1. Continuidade de serviço.....	65
6.2. Qualidade da energia elétrica	66
7. Considerações Finais	68
Anexos	74
Anexo 1 – Pressupostos do RMSA-E 2022	
Anexo 2 – Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023-2040	

[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 2023-2040” (RMSA-E 2022), 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 2023-2040”, 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. O presente RMSA-E é o primeiro elaborado ao abrigo do referido Decreto-Lei n.º 15/2022.

De acordo com o referido Decreto-Lei, 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, 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. Em fevereiro de 2022 a ACER decidiu, no âmbito das suas

competências, não aprovar a ERAA de 2021, ficando, deste modo, adiada a Avaliação Nacional da Adequação dos Recursos, que depende dos resultados da avaliação europeia. Apesar de ainda não influenciarem a metodologia aplicada no presente exercício do RMSA-E 2022, as metodologias para as referidas avaliações da adequação dos recursos deverão determinar alterações à metodologia seguida no âmbito de futuros RMSA-E (que irão consubstanciar a Avaliação Nacional de Adequação de Recursos, atrás mencionada).

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 Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) 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. Neste RMSA-E foram ainda consideradas as diretrizes do despacho de aprovação do Sr. Secretário de Estado Adjunto e da Energia (de 7 de outubro de 2021), relativamente ao RMSA-E 2021.

Importa destacar que o presente relatório é o primeiro RMSA-E a considerar, de forma explícita, para efeitos de cenarização da procura, a capacidade instalada e interligada com a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) de *datacenters* e de outros grandes consumidores, para além da capacidade prevista de eletrolisadores para produção de hidrogénio verde, também tida em consideração, à semelhança do RMSA-E anterior.

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 Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) sobre esta matéria¹;
- (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.

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

¹ Foi realizada uma análise de sensibilidade à oferta no cenário Ambição considerando a desclassificação da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro na data de fim do contrato de aquisição de energia (março de 2024).

- (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 2021, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento. Em ambos os cenários considerou-se que os objetivos de capacidade FER instalada definidos no PNEC para 2030 serão atingidos nesse ano, 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 2021, relativamente à capacidade instalada, a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2022 e ainda a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável (alinhado com a evolução definida para o Cenário Ambição).

Para a capacidade FER licenciada e em licenciamento, tanto no Cenário Conservador como no Ambição, consideraram-se as capacidades atribuídas no âmbito dos leilões de reserva de capacidade para produção fotovoltaica realizados em junho de 2019 e agosto de 2020, dos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede entretanto emitidos pelo Operadores das Redes de Transporte (ORT) e de Distribuição, 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 dos acordos já formalizados entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo (primeiro conjunto de acordos).

Para a evolução da capacidade FER (centralizada e distribuída) a instalar no período 2023-2030, para além da prevista no âmbito dos processos de licenciamento, assumiram-se, nos cenários Conservador e Ambição, quando aplicável, patamares de referência de 43% e 65% em 2025 e 2027, respetivamente, correspondentes à diferença entre o valor a atingir em 2030 e o valor previsto em 2020, de acordo com o definido 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.

Para a evolução da capacidade FER centralizada entre 2030 e 2040 considerou-se, no Cenário Ambição, um aumento de capacidade instalada correspondente a metade da diferença entre a capacidade prevista para 2030 e os objetivos de capacidade instalada em 2050 estabelecidos no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa o objetivo para 2030 definido no PNEC em ano anterior. No Cenário Conservador assumiu-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2050 no RNC 2050 apenas serão atingidos em 2055 (e com esse pressuposto calculou-se os valores para 2040, seguindo o racional considerado para o Cenário Ambição).

No caso da capacidade FER distribuída, tendo em conta a incerteza, no médio a longo prazo (2030-2040), associada ao desenvolvimento do autoconsumo coletivo e das comunidades de energia renovável, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, e apesar do elevado ritmo de progressão do mercado nesta vertente, em particular no sector industrial, foi considerada, entre 2030 e 2040, uma evolução mais lenta do que para a FER centralizada, com um

crescimento aproximado ao verificado no período 2025-2030 (tanto para o Cenário Ambição, como para o Cenário Conservador).

Relativamente à cogeração não renovável, assume-se uma redução da capacidade instalada entre 2021 e 2040 em ambos os cenários, tendo em conta, em particular, o atual enquadramento legal e regulamentar aplicável à cogeração, que deverá resultar na perda de remuneração garantida de uma parte da capacidade instalada de cogeração a gás natural. Esta redução mais acentuada foi igualmente considerada no cenário do Teste de Stress.

No que respeita ao armazenamento de eletricidade, foram estabelecidos cenários de evolução da capacidade de armazenamento tendo 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.

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) e do consumo dos eletrolisadores para produção de hidrogénio verde ligados à RESP.

Outros instrumentos e estratégias foram tidas em conta na evolução da procura considerada no RMSA-E 2022, como 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, e como tal, os respetivos impactos são avaliados no RMSA-E 2022.

Para além da capacidade instalada de eletrolisadores para produção de hidrogénio verde, o presente relatório considera, ainda, para efeitos de cenarização da procura, a capacidade instalada e interligada com a RESP de *datacenters* e de outros grandes consumidores.

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 e de veículos pesados de passageiros e de mercadorias com tecnologia BEV, bem como de navios fluviais de passageiros elétricos.

Embora em anteriores RMSA-E a evolução do número de veículos PHEV no cenário *Ambição* tenha estado alinhada com as projeções consideradas no PNEC, no atual exercício foi tida em conta a informação pública sobre os planos estratégicos dos fabricantes, que na sua maior parte pretende apostar nos BEV, eliminando os modelos com motores a combustão nos próximos anos, o que resulta numa penetração mais lenta no segmento dos PHEV. A evolução das vendas de veículos BEV no cenário *Ambição* é coerente com a meta de incorporação de 20% de energias renováveis no consumo final bruto de energia nos transportes em 2030, definida no PNEC, sendo assumido, nesse cenário, um crescimento contínuo das vendas desses veículos. O cenário *Conservador* prevê uma evolução mais lenta da penetração de veículos BEV e PHEV. No cenário *Ambição* a mobilidade partilhada tem um papel crescente ao longo da década, ao passo que no cenário *Conservador* se assume a manutenção do paradigma atual de mobilidade individualizada (o efeito da mobilidade partilhada e utilização de veículos autónomos é considerada na quilometragem média anual do tipo de veículo em causa).

No RMSA-E 2022 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; e
- (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 2022, 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, uma das quais inclui uma análise de sensibilidade à procura e outras duas análises de sensibilidade à procura e uma análise de sensibilidade à oferta, 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 2027 e 2030, considerando 75% do consumo dos eletrolisadores e *datacenters* e grandes consumos a abastecer pela RESP (face aos 35% do cenário base);
- c) à oferta, no estágio de 2025, considerando a desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro na data de fim do Contrato de Aquisição de Energia (CAE), que ocorrerá em março de 2024.

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 2022.

Considerando o contexto macroeconómico desfavorável à data da elaboração do RMSA-E 2022, bem como as perspetivas para o futuro próximo, foi efetuada, ainda, uma **análise de sensibilidade adicional à oferta**, de modo a refletir um eventual atraso na concretização de projetos eólicos e solares fotovoltaicos previstos para os próximos anos (de acordo com a evolução da capacidade descrita em 3.2.5).

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, confirmam a tendência de recuperação do consumo de eletricidade, apontando para taxas médias de crescimento anual² no período 2023-2040 de 1,6% no Cenário Superior Ambição, 1,4% no Cenário Central Ambição, 0,7% no Cenário Central Conservador e 0,6% no Cenário Inferior Conservador. No Cenário Superior Ambição – Teste de Stress a taxa média de crescimento anual no período 2021-2027 é de 3,0%.

Até 2030, as previsões de evolução da procura do RMSA-E 2022 são, de um modo geral, superiores às do RMSA-E anterior (entre 0,4% e 4,4%, consoante os cenários), principalmente nos cenários Ambição. A partir deste horizonte a dinâmica de crescimento dos consumos torna-se menos acentuada e a situação começa a inverter-se, principalmente nos cenários Conservador. Em 2040, as previsões para o cenário Inferior Conservador estão abaixo dos cenários do RMSA-E 2021, com uma variação de -1,2%. Por outro lado, no caso do cenário Superior Ambição, no horizonte do estudo, a previsão de consumo encontra-se acima dos cenários do RMSA-E 2021, com uma variação de +1,6%, situação que se deve, essencialmente, à evolução mais relevante do consumo dos eletrolisadores e ao consumo dos *datacenters* considerado no atual exercício, apesar da evolução bastante intensa do autoconsumo, vertente com impacto no sentido da redução do consumo referido à produção líquida.

² Consumo referido à produção líquida = Consumo Total no Continente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição

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 2027, podendo, nessas condições, ser necessária a aplicação de medidas mitigadoras para o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular pós mercado diário, 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 2035, na Trajetória Conservadora, 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 10% e 60% da NTC. Em 2040, a totalidade da NTC poderá não ser suficiente para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a atingir o valor de 8 h/ano.

4. Na Trajetória Ambição, em 2023, o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% é inferior a 1, podendo ser necessária a aplicação de medidas mitigadoras para o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento. Em 2025 e em 2027 o ICP (para probabilidades de excedência 95% e 99%) é superior a 1, garantindo-se o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento. A partir de 2027 o ICP decresce, sendo inferior a 1 a partir de 2030, o que decorre de falta de capacidade base (firme), para a qual

contribuem, principalmente, a integração de nova capacidade no sistema baseada exclusivamente em FER variável, a desclassificação da central térmica da Tapada do Outeiro (990 MW) no final de 2029 e a desclassificação de capacidade a gás entre 2030 e 2040 (1320 MW).

Assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), na Trajetória Ambição, o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, com exceção de 2027, 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 88 h/ano e em 2040 o valor de 998 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 50% da NTC. A partir de 2035 a totalidade da NTC poderá não ser suficiente para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a atingir valores de 5,2 h/ano e 18,8 h/ano, em 2035 e 2040, respetivamente.

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, com exceção de 2027, 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 114 h/ano e em 2040 o valor de 1274 h/ano.

Na análise adicional de sensibilidade à oferta, para a Trajetória Ambição, no estádio de 2025, correspondente à desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, na data de fim do CAE (março de 2024), o LOLE atinge 267 h/ano e na análise adicional de sensibilidade à procura, em 2027 e 2030, considerando 75% do consumo dos eletrolisadores e *datacenters* e grandes consumos a abastecer pela RESP (face aos 35% do cenário base), os valores de LOLE atingem 23 h/ano e 346 h/ano, respetivamente, 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 10% e 50% da NTC. A partir de 2035 a totalidade da NTC poderá não ser suficiente para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a atingir valores de 6,2 h/ano e 18,3 h/ano, em 2035 e 2040, respetivamente.

Na análise de sensibilidade adicional à oferta, que prevê a desclassificação da central da Tapada do Outeiro na data de fim de CAE (março de 2024), as necessidades de NTC em 2025 ascendem a 60% para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento. No caso da análise de sensibilidade adicional à procura, que considera 75% do consumo dos eletrolisadores, *datacenters* e outros grandes consumos abastecidos pela RESP, as necessidades de NTC variam entre 30% em 2027 e 80% em 2030.

6. No Teste de Stress, que assume o cenário Superior Ambição – Teste de Stress da procura, verifica-se que em 2023 o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% regista um valor inferior a 1. Significa isto que, caso o sistema electroprodutor não evolua mais para além da capacidade existente acrescida da capacidade em construção ou cuja construção se prevê iniciar até final de 2022, o sistema não será capaz de dar resposta às necessidades de consumo de eletricidade em 2023.

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

Assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em 2023, 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 2023, identificou-se a necessidade de capacidade de oferta adicional entre 600 MW e 1050 MW, dependendo das condições hidrológicas consideradas (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos, respetivamente).

7. Da análise de sensibilidade adicional à oferta, que assume um eventual atraso na concretização de projetos eólicos e solares fotovoltaicos, constata-se que, nas trajetórias Conservadora e Ambição, em 2030 as necessidades de NTC para cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento sobem 10% em relação às trajetórias base, para 40% e 60% de NTC, respetivamente. Ainda nesta análise de sensibilidade adicional à oferta, considerando a eventual desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro na data do fim de CAE (em 2024), verifica-se quem em 2025 as necessidades de NTC para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento se mantêm nos 60% de NTC.

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 2021 (4,8 Mt; IPH = 0,93), principalmente justificado pela penetração crescente de FER. Entre 2023 e 2030, considerando a média dos regimes hidrológicos, as emissões evoluem de 4,1 Mt para 0,6 Mt ou 1,0 Mt, consoante se trate da Trajetória Conservadora ou da Trajetória Ambição, respetivamente. Em 2040, as estimativas apontam para totais de 0,1 Mt 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 35,9% em 2023 para 6,9% em 2030 e 2,3% em 2040. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Conservador, a taxa de utilização média decresce de 35,5% em 2023 para 6,3% em 2030 e 1,6% em 2040. Na trajetória Ambição, a taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás (média dos regimes hidrológicos) decresce de 36,0% em 2023 para 11,1% em 2030 e 2,8% em 2040.

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 (2023), 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 angular³, 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, 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 de 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 2018, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

Em 2021 registou-se um valor médio de capacidade comercial de interligação na ordem dos 3 004 MW no sentido Portugal→Espanha e na ordem dos 3 745 MW no sentido Espanha→Portugal, o que conduz a um valor de capacidade de interligação de cerca de 15,6%. 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 superior a 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 1%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, configurando, assim, a expectativa de que na maior parte do tempo exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha⁴. Também em 2040, se estima 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.

³ Esta possibilidade assenta num acordo estabelecido entre a REN e a REE, com a concordância da ERSE.

⁴ Simulações com o modelo VALORAGUA. Da simulação com o modelo PS-MORA, em base horária, resulta uma utilização do valor máximo do NTC (PTBIES = 3500 MW e ES2IPT = 4200MW) de 5% na Trajetória Ambição e 7% na Trajetória Conservadora.

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. Note-se que, à data da elaboração do RMSA-E 2022, o referido plano não foi, ainda, aprovado.

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 2017, mas ainda não construídos, não tem capacidade suficiente para a receção da nova geração associada às novas metas de FER. Neste contexto, na proposta de PDIRT-E 2021 está identificado um conjunto de novos reforços com vista a dotar as redes de transporte e distribuição de eletricidade de condições para ir ao encontro das referidas metas.

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. Este fenómeno acentua-se com a resposta favorável, entre outubro de 2019 e fevereiro de 2020, à ligação de cerca de 1 500 MVA de potência em UPP e UPAC, gerando um déficit de capacidade na 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.

12. Apesar das metodologias associadas à *European Resource Adequacy Assessment* (ERAA) ainda não influenciarem a metodologia aplicada no presente RMSA-E, em resultado da não aprovação, pela *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER), da ERAA de 2021, estas metodologias deverão determinar alterações à metodologia seguida no âmbito de futuros RMSA-E (que irão consubstanciar as avaliações nacionais de adequação de recursos, que devem tomar em consideração os resultados da respetiva avaliação europeia, a ERAA).

13. Quanto à qualidade de serviço, de acordo com o Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Sector Elétrico de 2020 (o mais recente publicado pela ERSE), em 2020 verificou-se que a continuidade de serviço percecionada pelos clientes das redes de distribuição melhorou face a 2019. 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 2020 apresentou valores inferiores aos registados nos últimos anos para todos os indicadores de continuidade de serviço.

No que diz respeito à qualidade da energia elétrica, tal como no ano anterior, em 2020 foram identificados, tanto no RNT como na RND, alguns incumprimentos dos valores regulamentares, nomeadamente os relativos aos valores de tremulação, ao valor eficaz da tensão e às tensões harmónicas.

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 referir que o presente RMSA-E é o primeiro elaborado ao abrigo do referido Decreto-Lei n.º 15/2022.

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 adotadas a nível nacional e a nível comunitário. Situações recentes 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. Relembra-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 Governança da União da Energia e Ação Climática. A nível nacional, um dos objetivos estratégicos do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) corresponde à garantia da segurança do abastecimento, pressupondo a sua correta e efetiva monitorização.

Por outro lado, a crescente penetração das energias renováveis no sistema electroprodutor, que acarreta questões de variabilidade e intermitência, aliado 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 2022 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 2023-2040, 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 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.

Importa destacar que o presente relatório é o primeiro RMSA-E a considerar, de forma explícita, para efeitos de cenarização da procura, a previsão da capacidade instalada e interligada com a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) de *datacenters* e de outros grandes consumidores, para além da previsão da capacidade instalada de eletrolisadores para produção de hidrogénio verde, também tida em consideração, à semelhança do RMSA-E anterior.

O RMSA-E 2022 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, 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. Em fevereiro de 2022 a ACER decidiu, no âmbito das suas competências, não aprovar a ERAA de 2021, ficando, deste modo, adiada a Avaliação Nacional da Adequação dos Recursos, que depende dos resultados da avaliação europeia. Apesar de ainda não influenciarem a metodologia aplicada no presente exercício do RMSA-E 2022, as metodologias para as referidas avaliações da adequação dos recursos deverão determinar alterações à metodologia seguida no âmbito de futuros RMSA-E (que irão consubstanciar a Avaliação Nacional de Adequação de Recursos, atrás mencionada).

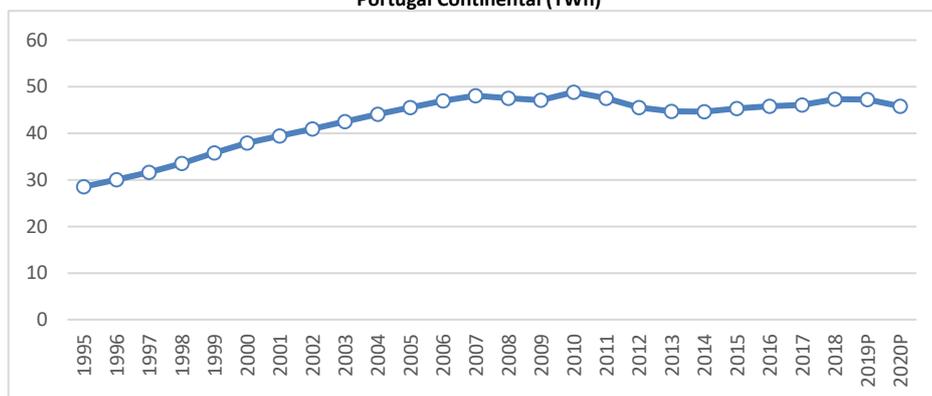
2. Caracterização do Sistema Elétrico Nacional

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

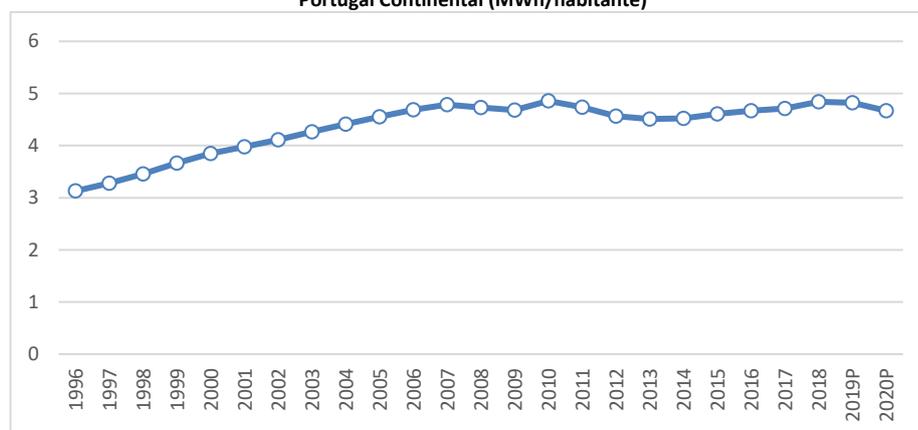
A procura de eletricidade em Portugal Continental registou um ligeiro decréscimo no período de dez anos compreendido entre 2011 e 2020, verificando-se uma taxa de crescimento média anual (tcma) de -0,41% neste período, marcado por uma redução considerável do consumo ocorrida entre 2010 e 2014. Em 2020, o consumo total de eletricidade em Portugal Continental situou-se em cerca de 45,8 TWh, o que correspondeu a uma diminuição de aproximadamente 3,1% face a 2019. Relativamente ao consumo de eletricidade per capita, em 2020 verificou-se um consumo de cerca de 4,67 MWh/habitante, o que representa uma diminuição de aproximadamente 3,1% face a 2019.

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



Fonte: DGEG

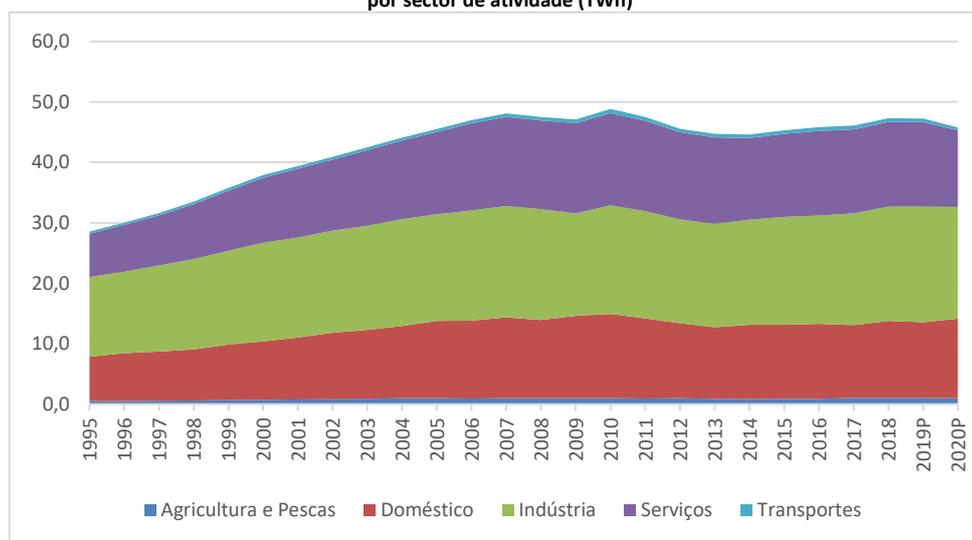
Figura 2 - Evolução do consumo de eletricidade *per capita* em Portugal Continental (MWh/habitante)



Fonte: DGEG, INE

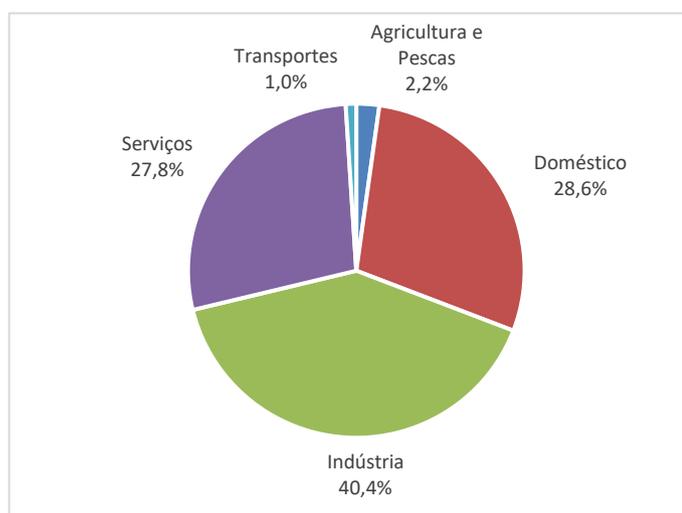
Em termos sectoriais, o sector da indústria representou a maior fatia de consumo de eletricidade em Portugal Continental em 2020 com cerca de 40,4%, seguido do sector doméstico com aproximadamente 28,6%, do sector dos serviços com 27,8%, e dos sectores da agricultura e pescas e transportes com cerca de 2,2% e 1,0%, respetivamente.

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



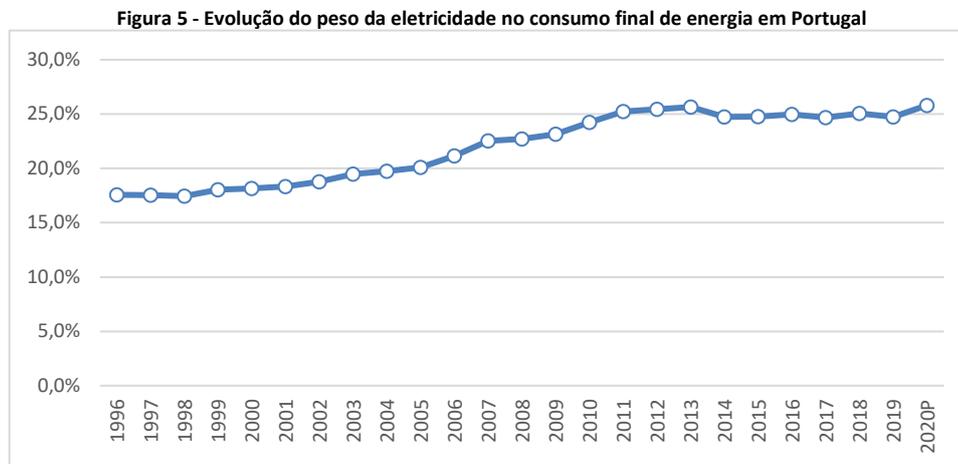
Fonte: DGEG

Figura 4 - Consumo de eletricidade em Portugal Continental em 2020 (P) por sector de atividade



Fonte: DGEG

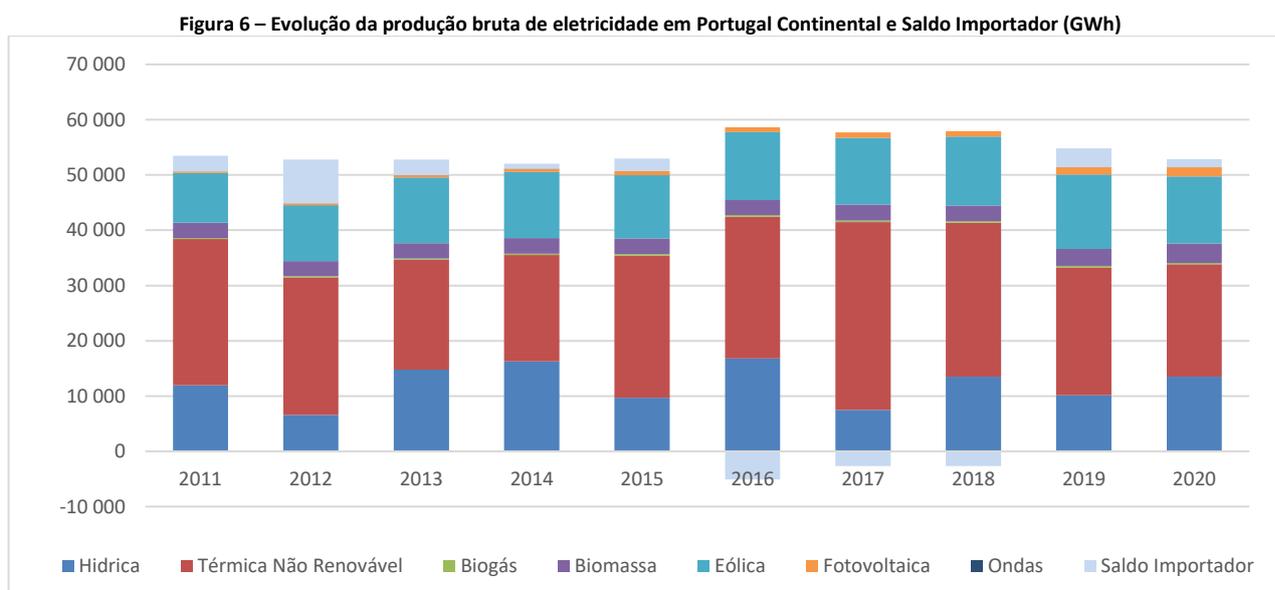
O peso da eletricidade no consumo total de energia final tem vindo a aumentar nos últimos anos, registando-se um crescimento de 0,6% no período 2011-2020. Em 2020 o consumo de eletricidade representava cerca de 25,8% do consumo total de energia final.



Fonte: DGEG

2.2. Oferta

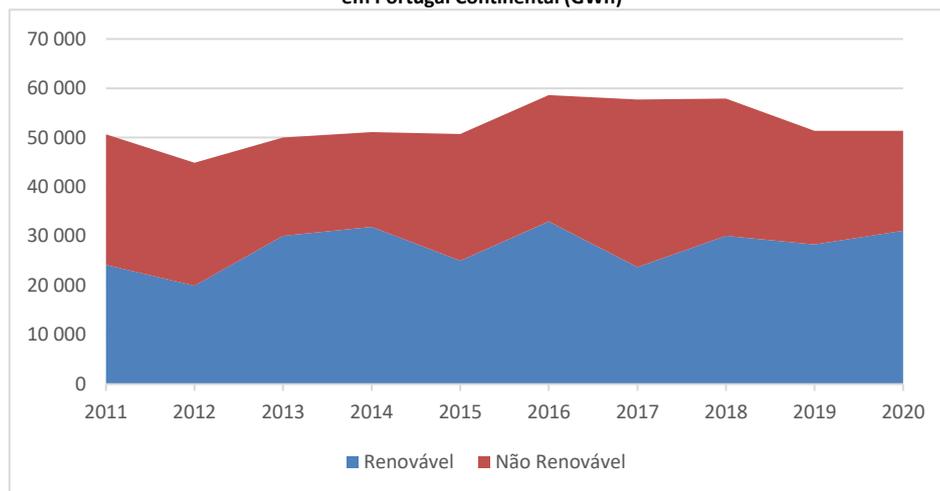
A produção bruta de eletricidade em Portugal Continental em 2020 foi cerca de 51,4 TWh, o mesmo valor registado em 2019, sendo que no período 2011-2020 se registou uma tcm de -0,2%. Em 2020, tal como em 2019, o saldo importador de eletricidade registou um valor positivo (1 456 GWh).



Fonte: DGEG

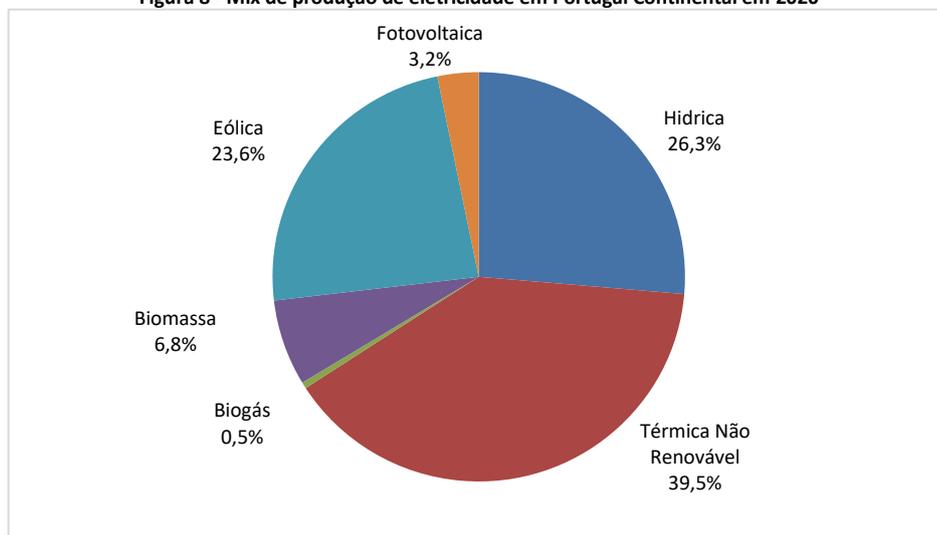
Em 2020, cerca de 60% da produção bruta de eletricidade em Portugal Continental teve origem em fontes renováveis, verificando-se um aumento de 5% face a 2019. Resultado de condições hidrológicas mais favoráveis, comparativamente a 2019, e consequentemente de uma maior produção das centrais hidroelétricas, em 2020 a componente hídrica passou a ter a maior fatia da produção bruta com origem em fontes renováveis, com 43,5% (26,3% da produção bruta total). Seguiram-se a eólica com 39,1% (23,6% da produção bruta total), biomassa com 11,2% (6,8% da produção bruta total), solar fotovoltaica com 5,3% (3,2% 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)



Fonte: DGEG

Figura 8 - Mix de produção de eletricidade em Portugal Continental em 2020



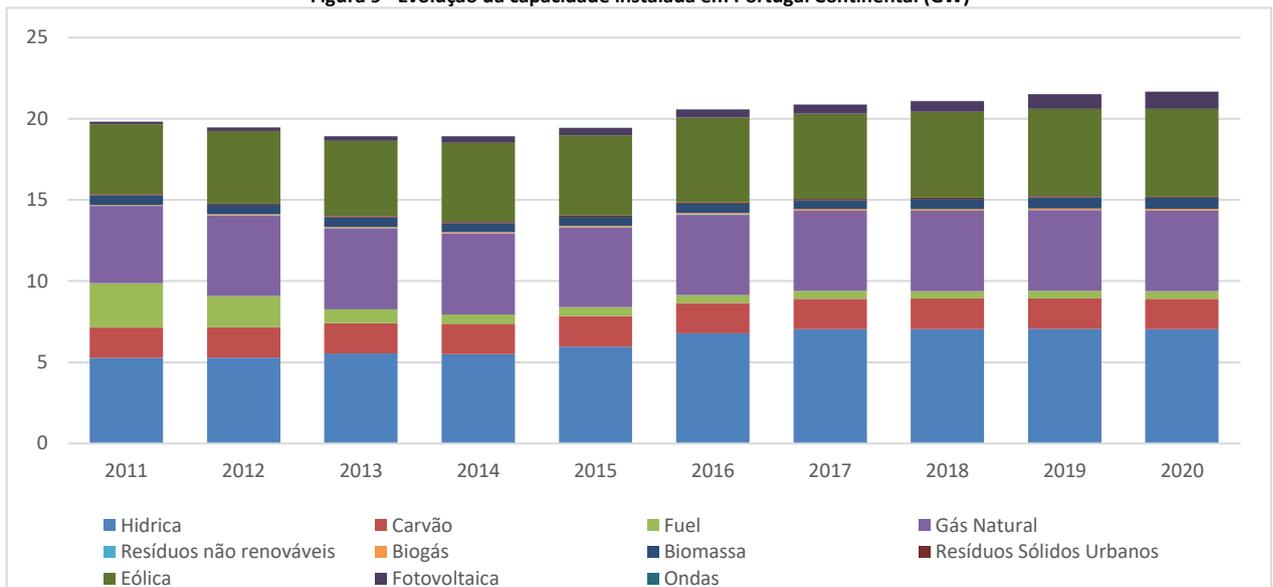
Fonte: DGEG

Em 2020 a capacidade instalada em Portugal Continental era de aproximadamente 21,7 GW, verificando-se um aumento de 0,7% (150,3 MW) face a 2019, em resultado de aumentos de 151,0 MW na capacidade fotovoltaica e de 25,0 MW na capacidade eólica e de diminuições de 23,8 MW nas restantes tecnologias

renováveis e de 1,9 MW na capacidade térmica não renovável. Do total da capacidade instalada, cerca de 14,3 GW dizem respeito a potência instalada em tecnologias renováveis que, face a 2019, registou um aumento de 1,1%. Os restantes 7,3 GW dizem respeito às tecnologias térmicas não-renováveis, valor também registado em 2019.

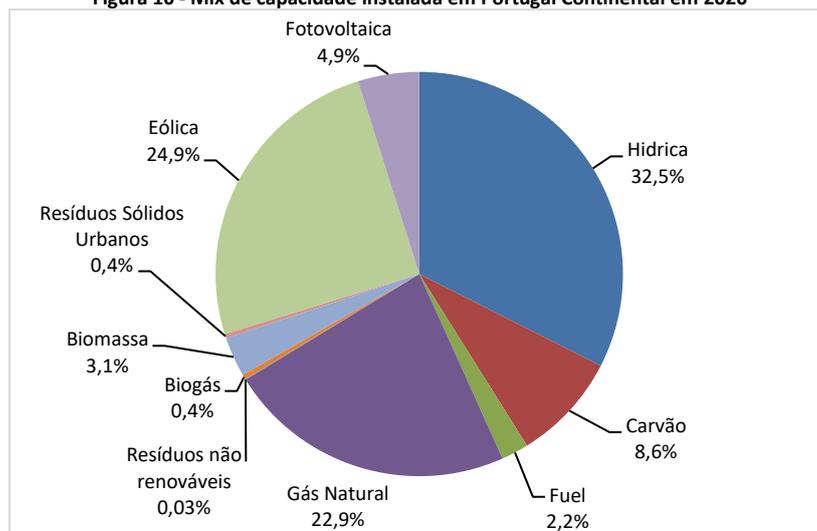
Para o período 2011-2020 a capacidade instalada no SEN evoluiu consideravelmente, tendo registado um aumento de aproximadamente 9%. Nesse período verificou-se um incremento de cerca de 37% na capacidade instalada em tecnologias renováveis e uma diminuição de aproximadamente 22% nas tecnologias térmicas não-renováveis.

Figura 9 - Evolução da capacidade instalada em Portugal Continental (GW)



Fonte: DGEG

Figura 10 - Mix de capacidade instalada em Portugal Continental em 2020

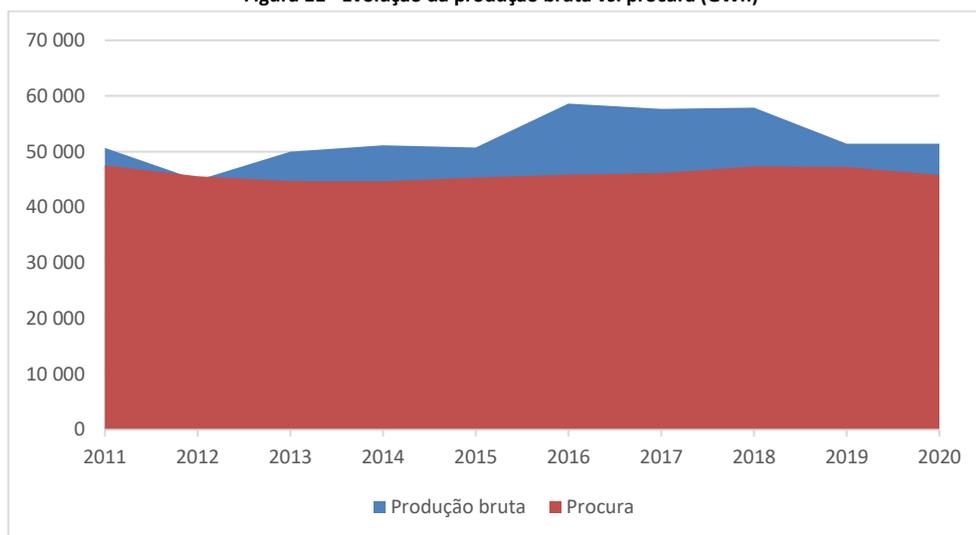


Fonte: DGEG

2.3. Análise Oferta vs. Procura

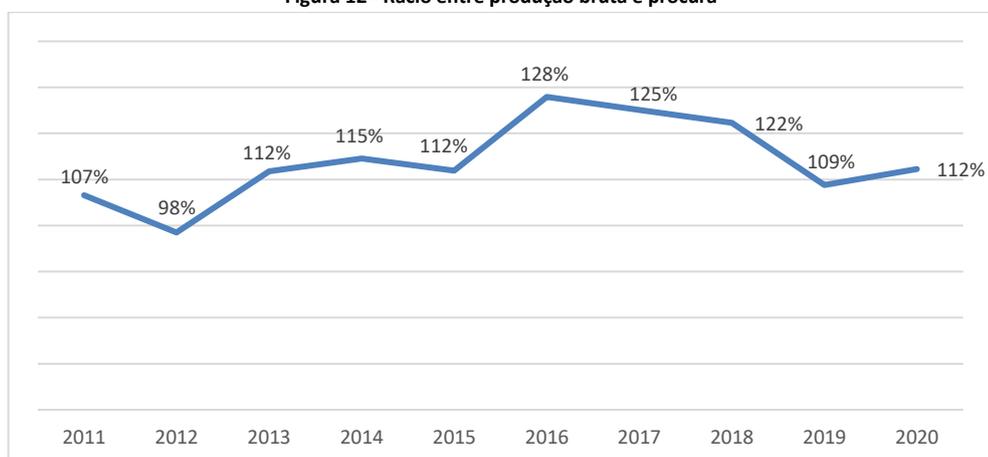
Analisando a relação entre a produção bruta de eletricidade, cuja evolução pode ser analisada na figura 6, e a procura, representada pelo consumo final de eletricidade e cuja evolução pode ser analisada na figura 1, verifica-se que nos últimos anos esta relação tem oscilado entre os 98% e os 128%, registando-se para 2020 um valor de 112%, como pode ser observado na figura 12.

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



Fonte: DGEG

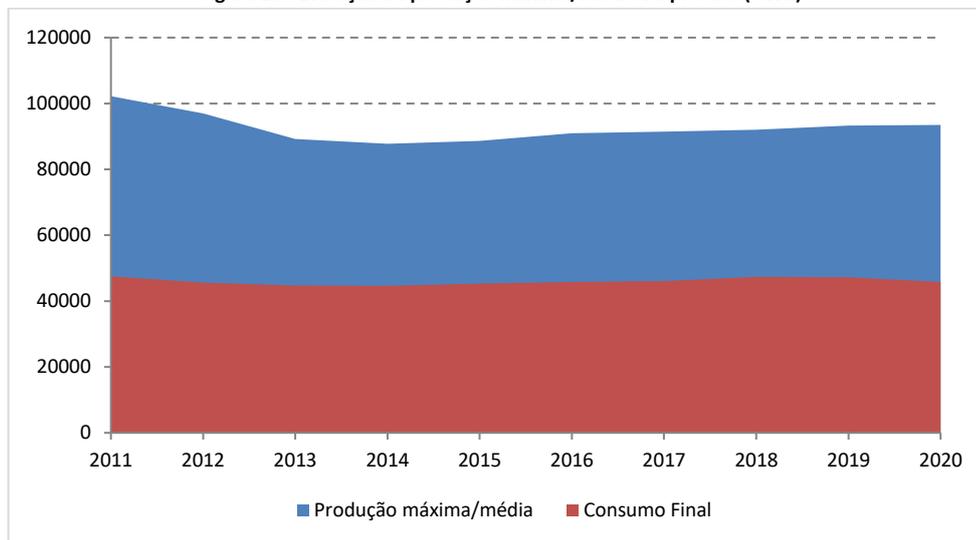
Figura 12 - Rácio entre produção bruta e procura



Fonte: DGEG

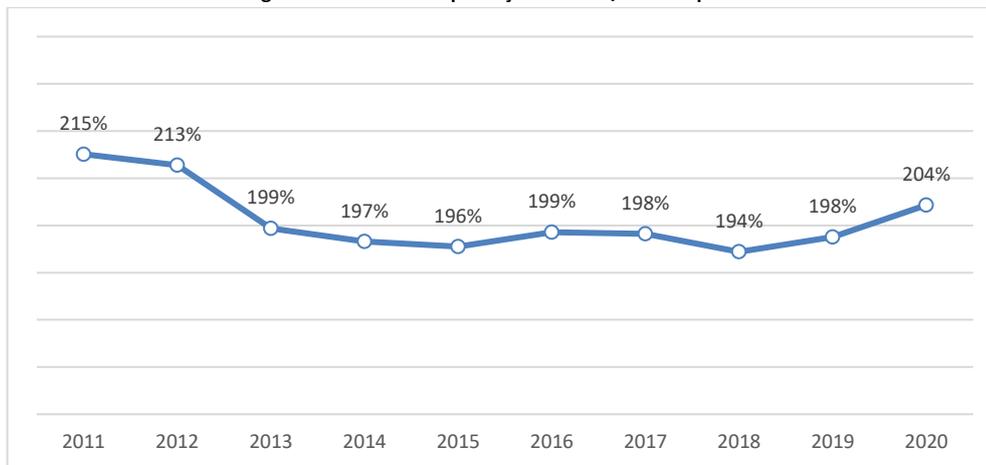
Analisando esta mesma relação, mas considerando o funcionamento das centrais térmicas⁵ e das cogerações⁶ durante o máximo de tempo viável e das hídricas⁷, das eólicas⁸ e do solar fotovoltaico⁹ em regime médio, verifica-se que a relação entre a produção máxima/média e a procura atingiu, no período 2011-2020, um valor mínimo de 194% e um máximo de 215% (registando-se em 2020 o valor de 204%), como mostra a figura 14.

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



Fonte: DGEG

Figura 14 - Rácio entre produção máxima/média e procura



Fonte: DGEG

⁵ 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).

⁶ 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).

⁷ 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.

⁸ No caso da eólica aplica-se um *Load Factor* (horas/ano) médio dos últimos 5 anos (Diretiva 2009/28/EC).

⁹ No caso do solar fotovoltaico, aplica-se um *Load Factor* (horas/ano) médio dos últimos 5 anos (Diretiva 2009/28/EC).

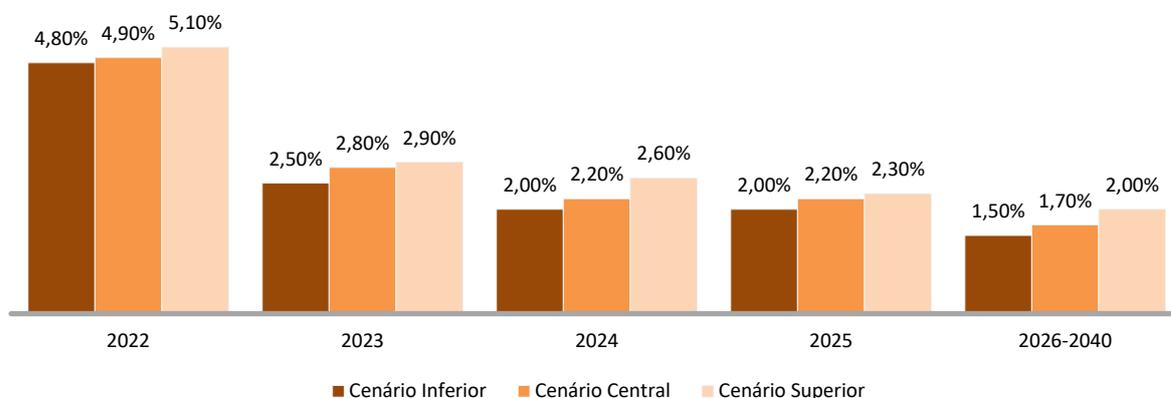
O aparente excesso de capacidade de produção ilustrado na figura anterior resulta, essencialmente, do facto de as centrais térmicas a gás natural terem funcionado muito abaixo do seu potencial real, resultado de uma redução não expectável do consumo de eletricidade após a sua construção.

3. Pressupostos e Análises

3.1. Pressupostos gerais

Os cenários macroeconómicos considerados para o período 2022-2040 tiveram em conta as mais recentes previsões macroeconómicas para Portugal, à data da elaboração dos Pressupostos do presente RMSA-E, de 2 de maio de 2022 (Anexo 1), provenientes do Banco de Portugal, da Comissão Europeia, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional (FMI) e do Conselho das Finanças Públicas. 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 2022-2040



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, acomodando a previsão estabelecida no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) sobre esta matéria¹⁰;
- (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.

¹⁰ Foi realizada uma análise de sensibilidade à oferta no cenário Ambição considerando a desclassificação da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro na data de fim do contrato de aquisição de energia (março de 2024).

Quanto 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.

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 2021, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento. Em ambos os cenários considerou-se que os objetivos de capacidade FER instalada definidos no PNEC para 2030 serão atingidos nesse ano, 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 2021, relativamente à capacidade instalada, a entrada em exploração da capacidade em construção ou que se prevê inicie a construção até 31 de dezembro de 2022 e ainda a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável (alinhado com a evolução definida para o Cenário Ambição).

Para a capacidade FER licenciada e em licenciamento, tanto no Cenário Conservador como no Ambição, consideraram-se as capacidades atribuídas no âmbito dos leilões de reserva de capacidade para produção fotovoltaica realizados em junho de 2019 e agosto de 2020, dos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede entretanto emitidos pelo 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 dos acordos já formalizados entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo (primeiro conjunto de acordos).

Para a evolução da capacidade FER (centralizada e distribuída) a instalar no período 2023-2030, para além da prevista no âmbito dos processos de licenciamento, assumiram-se, nos cenários Conservador e Ambição, quando aplicável, patamares de referência de 43% e 65% em 2025 e 2027 respetivamente, correspondentes à diferença entre o valor a atingir em 2030 e o valor previsto em 2020, de acordo com o definido 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 Governança da União da Energia e da Ação Climática.

Para a evolução da capacidade FER centralizada entre 2030 e 2040 considerou-se, no Cenário Ambição, um aumento de capacidade instalada correspondente a metade da diferença entre a capacidade prevista para 2030 e os objetivos de capacidade instalada em 2050 estabelecidos no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa o objetivo para 2030 definido no PNEC em ano anterior. No cenário Conservador assumiu-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2050 no RNC 2050 apenas serão atingidos em 2055.

No caso da capacidade FER distribuída, tendo em conta a incerteza, no médio a longo prazo (2030-2040), associada ao desenvolvimento do autoconsumo coletivo e das comunidades de energia renovável, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, e apesar do elevado ritmo de progressão do mercado nesta vertente, em particular no sector industrial, foi considerada, entre 2030 e 2040, uma evolução mais lenta do que para a FER centralizada, com um crescimento aproximado ao verificado no período 2025-2030 (tanto para o Cenário Ambição, como para o Cenário Conservador).

Relativamente à cogeração não renovável, assume-se uma redução da capacidade instalada entre 2021 e 2040 em ambos os cenários, embora mais acentuada no Cenário Ambição, tendo em conta, em particular, o atual enquadramento legal e regulamentar aplicável à cogeração, que deverá resultar na perda de remuneração garantida de uma parte da capacidade instalada de cogeração a gás natural. Esta redução mais acentuada foi igualmente considerada no cenário do Teste de Stress.

No que respeita ao armazenamento de eletricidade, foram estabelecidos cenários de evolução da capacidade de armazenamento, tendo 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.

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) e do consumo dos eletrolisadores para produção de hidrogénio verde ligados à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

Outros instrumentos e estratégias foram tidas em conta na evolução da procura considerada no RMSA-E 2022, como 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, e como tal, os respetivos impactos são avaliados no RMSA-E 2022.

Para além da capacidade instalada de eletrolisadores para produção de hidrogénio verde, o presente relatório considera, ainda, para efeitos de cenarização da procura, a capacidade instalada e interligada com a RESP de *datacenters* e de outros grandes consumidores.

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.

Embora em anteriores RMSA-E a evolução do número de veículos PHEV no cenário *Ambição* tenha estado alinhada com as projeções consideradas no PNEC, no atual exercício tem-se em conta a informação pública sobre os planos estratégicos dos fabricantes, que na sua maior parte pretende apostar nos BEV, eliminando os modelos com motores a combustão nos próximos anos, o que resulta numa penetração mais lenta no segmento dos PHEV. A evolução das vendas de veículos BEV no cenário *Ambição* é coerente com a meta de incorporação de 20% de energias renováveis no consumo final bruto de energia nos transportes em 2030, definida no PNEC, sendo assumido, nesse cenário, um crescimento contínuo das vendas desses veículos. O cenário *Conservador* prevê uma evolução mais lenta da penetração de veículos BEV e PHEV. No cenário *Ambição* a mobilidade partilhada tem um papel crescente ao longo da década, ao passo que no cenário *Conservador* se assume a manutenção do paradigma atual de mobilidade individualizada (o efeito da mobilidade partilhada e utilização de veículos autónomos é considerada na quilometragem média anual do tipo de veículo em causa).

Foram consideradas, no RMSA-E 2022, 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; e
- (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:

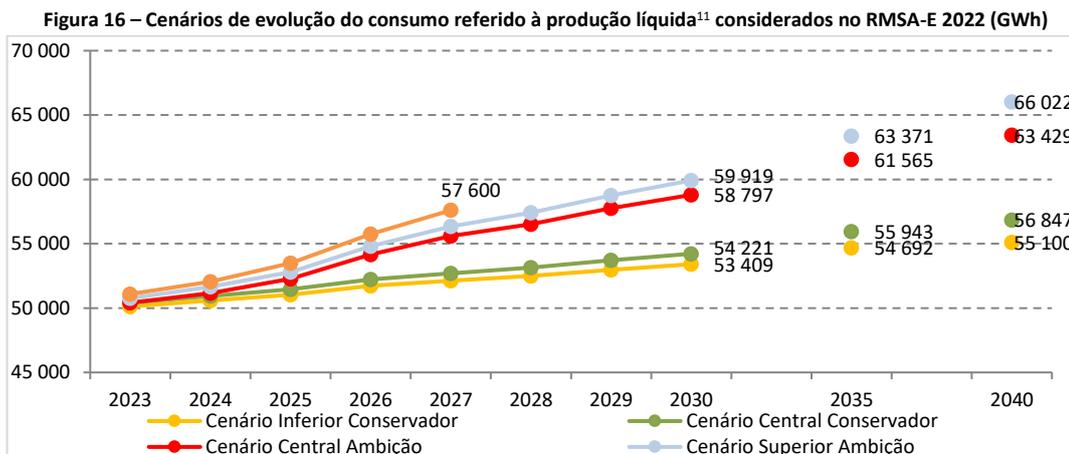
- Para os veículos ligeiros de passageiros (BEV e PHEV) e de mercadorias (BEV) foram realizadas duas simulações:
 - a) VE 20-80: 20% assumem a estratégia *Direct Recharging* e 80% a estratégia *Valley Recharging*; e
 - b) VE 60-40: 60% assumem a estratégia *Direct Recharging* e 40% a estratégia *Valley 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 2022, tendo por isso implícito um cenário de autoconsumo distinto.

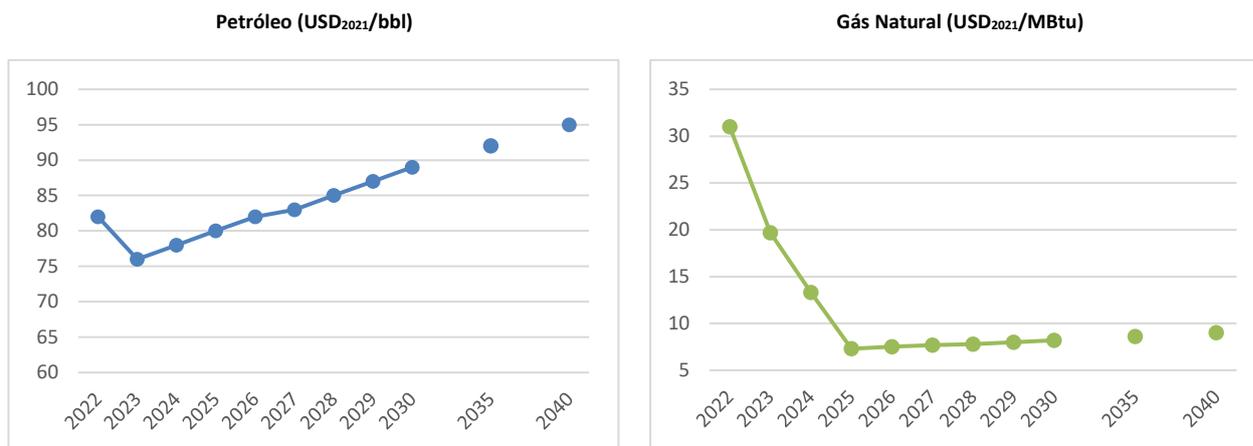
A figura seguinte representa a evolução da procura para os cinco cenários em estudo no período 2023-2040.



FONTE: REN

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

Figura 17 - Cenários de evolução dos preços dos principais produtos energéticos¹²



¹¹ Consumo referido à produção líquida = Consumo Total no Continente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição

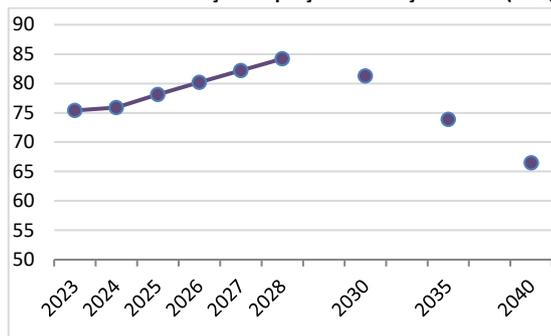
¹² 2022: Considerou-se a média dos preços spot verificados até maio com a média dos futuros para maturidades posteriores.

2023: Os preços resultam da média de cotações de futuros (*Crude Brent*; GN TTF – *Title Transfer Capacity* e NBP – *National Balancing Point*).

Petróleo: Com base na tendência de evolução prevista do preço no *Stated Policies Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no *World Energy Outlook 2021*. Preços revistos para preços de 2021 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.

Figura 18 – Cenário de evolução do preço das licenças de CO₂ (€₂₀₂₁/ton)¹³



Para efeitos dos pressupostos que servem de base ao presente relatório, tomou-se, ainda, em consideração a evolução das taxas de Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) aplicadas ao gás natural para produção de eletricidade indicada na tabela seguinte, determinadas de acordo com o artigo 389.º da Lei nº75-B/2020, que aprovou o Orçamento do Estado para 2021. 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).

Tabela 1 – Taxa de ISP a aplicar ao gás natural para produção de eletricidade¹⁴

	ISP OE 2021 (€/GJ)	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
2023	0,307	40%	0,12
≥ 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, uma das quais inclui uma análise de sensibilidade à procura e outra duas análises de sensibilidade à procura e uma análise de sensibilidade à oferta, como descrito de seguida:

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

¹³ 2023 a 2028: Valores obtidos com base nas cotações do ECX ICE EUA Emissions Futures para dezembro (valores a preços correntes, disponíveis no dia 16 de março de 2022) e revistos para preços de 2021.

2040: Valor obtido com base no Stated Policies Scenario - European Union da AIE, World Energy Outlook 2021, (75 USD₂₀₂₀/t), convertido para euros com base na cotação média euro/dólar verificada em 2020 e revistos para preços de 2021.

2030 e 2035: Valores obtidos por interpolação linear.

¹⁴ Na inexistência, à data da elaboração dos Pressupostos, de Lei do Orçamento do Estado aprovada para o ano de 2022, são assumidos os valores definidos na Lei do Orçamento do Estado para 2021.

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 2027 e 2030, considerando 75% do consumo dos eletrolisadores e *datacenters* e grandes consumos a abastecer pela RESP (face aos 35% do cenário base);
- c) à oferta, no estágio de 2025, considerando a desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro na data de fim do Contrato de Aquisição de Energia (CAE), que ocorrerá em março de 2024.

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 2022.

O presente estudo compreende as análises apresentadas na seguinte figura:

Figura 19 - Análises efetuadas no RMSA-E 2022

Cenários de Oferta	Cenários da Procura				
	Inferior Conservador	Central Conservador	Central Ambição	Superior Ambição	Superior Ambição Teste de Stress
Conservador	Sensibilidade	Trajectoria Conservadora			
Ambição			Trajectoria Ambição	Sensibilidade ¹⁵	
Teste de Stress					Teste de Stress ¹⁶

¹⁵ Foi realizada uma análise de sensibilidade adicional à oferta, no estágio de 2025, correspondente à desclassificação da Central Térmica da Tapada do Outeiro, na data de fim do CAE (março de 2024). Em 2027 e 2030 foi realizada uma análise de sensibilidade adicional à procura considerando 75% do consumo dos eletrolisadores e *datacenters* e grandes consumos a abastecer pela RESP (25% de produção própria).

¹⁶ 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.

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.

Um dos indicadores que permite avaliar o nível de segurança do SEN no abastecimento de eletricidade na vertente de *Adequacy* é o Índice de Cobertura Probabilístico da Ponta (ICP), que avalia a adequação da potência do sistema electroprodutor para cobrir a ponta da procura de eletricidade. O padrão para verificação da adequação da capacidade do sistema para cobrir a ponta de consumos considerado no RMSA-E 2022 é o ICP com probabilidade de excedência de 99% (correspondente a 1 ocorrência a cada 100 anos), que não deve ser inferior a 1. Apresentou-se, também, o valor do ICP com probabilidade de excedência de 95% (correspondente a 1 ocorrência a cada 20 anos). De notar que, para efeitos de cálculo do ICP, considera-se uma contribuição de 10% da capacidade de interligação (NTC).

Outro indicador analisado para aferir globalmente os níveis de segurança de abastecimento é o LOLE (*Loss of Load Expectation*). 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 Regulamento (UE) 2019/943 determina a realização de Avaliações Nacionais da Adequação dos Recursos, com base na metodologia e resultados da Avaliação Europeia da Adequação dos Recursos (ERAA). A metodologia aprovada pela ACER para ERAA e, conseqüentemente, para as Avaliações Nacionais da Adequação dos Recursos, impõe o cálculo dos indicadores *Value of Lost Load* (VoLL), *Cost of New Entry* (CoNE) e, com base nos dois anteriores, do indicador *Reliability Standard* (RS), expresso em termos de LOLE.

Nesse sentido, em futuros RMSA-E, que irão consubstanciar a Avaliação Nacional de Adequação de Recursos, a avaliação dos níveis de segurança de abastecimento será realizada com base nos referidos indicadores utilizados na ERAA, resultando na determinação do indicador RS e, portanto, do LOLE. Neste contexto, o indicador ICP deixará de ser calculado em futuros exercícios. No RMSA-E 2022, de forma a permitir uma comparação com os resultados do anterior RMSA-E, o cálculo do ICP ainda foi realizado, embora apenas para a Trajetória Ambição e para o Teste de Stress, trajetórias mais exigentes que a Trajetória Conservadora do ponto de vista da procura de eletricidade.

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 FER e cogeração, estes tiveram por base a informação mais recente disponível (à data da elaboração dos Pressupostos), referente a 31 de dezembro de 2021, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento. Assumiu-se, ainda, que os objetivos definidos no PNEC para 2030 serão atingidos nesse ano, 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 as capacidades atribuídas no âmbito dos leilões de reserva de capacidade para produção fotovoltaica realizados em junho de 2019 e agosto de 2020, dos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede entretanto emitidos pelo 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 dos acordos já formalizados entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo (1.º conjunto de acordos).

Para a evolução da capacidade FER (centralizada e distribuída) a instalar no período 2023-2030, para além da prevista no âmbito de processos de licenciamento, assumiram-se, quando aplicável, os patamares de referência de 43% e 65% em 2025 e 2027 respetivamente, correspondentes à diferença entre o valor a atingir em 2030 e o valor previsto em 2020, de acordo com o definido 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.

Para a evolução da capacidade FER centralizada entre 2030 e 2040, considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2050 no RNC 2050 serão atingidos apenas em 2055 e que deverá ocorrer uma evolução linear desde 2030.

No caso da capacidade FER distribuída, tendo em conta a incerteza, no médio a longo prazo (2030-2040), associada ao desenvolvimento do autoconsumo coletivo e das comunidades de energia renovável, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, e apesar do elevado ritmo de progressão do mercado nesta vertente, em particular no sector industrial, foi considerada, entre 2030 e 2040, uma evolução mais lenta do que para a FER centralizada, com um crescimento aproximado ao verificado no período 2025-2030.

Relativamente à cogeração não renovável, assume-se uma redução da capacidade instalada entre 2021 e 2040, tendo em conta, em particular, o atual enquadramento legal aplicável à cogeração, que deverá resultar na perda de remuneração garantida de uma parte da capacidade instalada de cogeração a gás natural.

No que respeita à evolução da capacidade de armazenamento de eletricidade, foram tidos em conta 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.

A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2021-2040 considerada para a Trajetória Conservadora (a tabela detalhada poderá ser consultada no Anexo 1).

Tabela 2 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2021-2040: Trajetória Conservadora

Tecnologia (MW)	2021	2025	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	2 839	2 311	1 783
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	3 829	2 839	2 312	1 784
Cogeração não renovável	665	618	465	416	399
Cogeração renovável	510	510	510	510	510
Total Cogeração	1 175	1 128	975	926	909
Grandes Hídricas**	6 394	7 548	7 548	7 548	7 548
das quais reversíveis	2 713	3 593	3 593	3 593	3 593
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)***	611	611	611	611	611
Total Hídrica	7 005	8 159	8 159	8 159	8 159
Eólica onshore***	5 503	6 893	8 901	9 721	10 541
Eólica offshore***	25	126	260	468	676
Total Eólica	5 528	7 019	9 161	10 189	11 217
Resíduos Sólidos Urbanos***	77	81	81	125,8	170,6
Biomassa (s/ cogeração)***	221	280	300	466	632
Biogás (s/ cogeração)***	79	97	97	150,6	204,2
Fotovoltaico (PV)***	1047	6 373	10 786	11 432	12 078
Fotovoltaico Concentração (CPV)***	16	224	500	500	500
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	129	300	385,5	471
Total Solar	1063	6 725	11 586	12 318	13 049
Ondas***	0	30	70	90	110
Geotermia***	0	26	60	48	36
Produção Distribuída****	564	1098	2013	2887	3743
Fotovoltaico (PV)***	557	1085	2000	2875	3731
Hídrica***	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Biomassa***	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Biogás***	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Armazenamento	0	100	200	250	300
TOTAL	19 540	28 573	35 542	37 920	40 314
do qual Renovável	15 046	24 125	32 237	35 193	38 131
do qual Não-Renovável	4 494	4 448	3 305	2 727	2 183

* Capacidade máxima

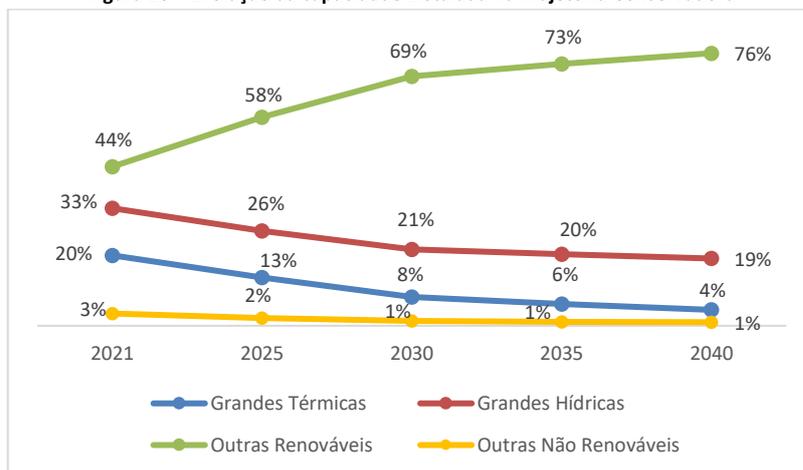
** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Caniçada

*** Potência de ligação

**** 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 4%, o que, na ocorrência de um regime hidrológico seco associado à variabilidade da eólica e solar, poderá colocar em risco a segurança de abastecimento. Note-se que após 2030 se prevê um peso combinado da grande hídrica e das restantes renováveis entre 91% e 95%.

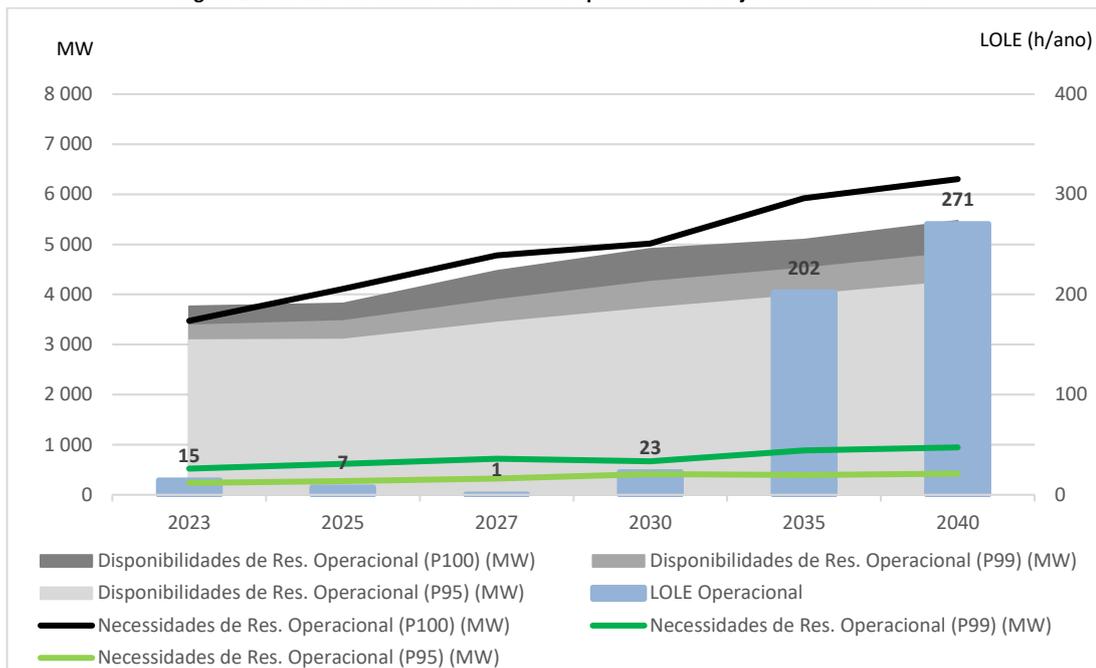
Figura 20 – Evolução da capacidade instalada na Trajetória Conservadora



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 2027, 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 23 h/ano e em 2040 o valor de 271 h/ano, cerca de 54 vezes superior ao padrão.

Figura 21 – LOLE e Necessidades de Reserva Operacional na Trajetória Conservadora¹⁷



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 pós mercado diário, 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;

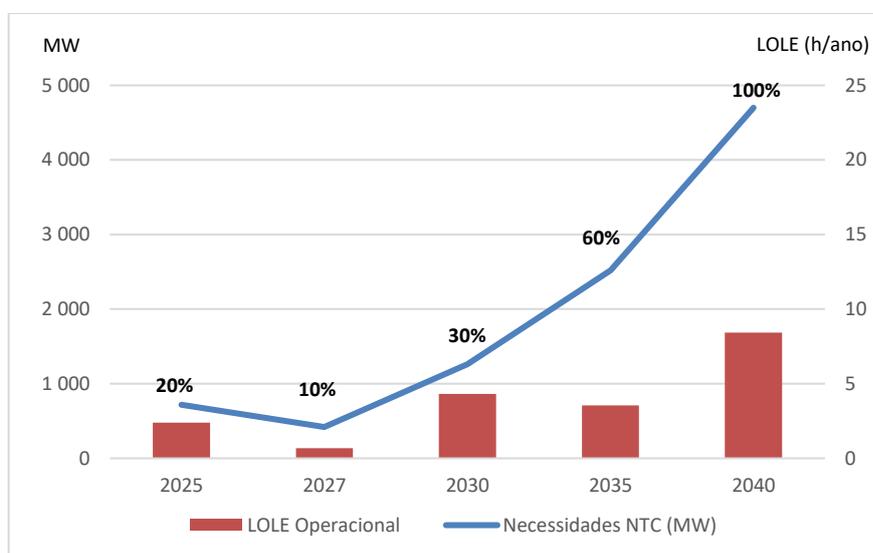
(ii) Do lado da procura:

¹⁷ 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.

- 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 22 – Necessidades de interligação com o sistema elétrico espanhol na Trajetória Conservadora



Fonte: REN

Da análise da figura anterior conclui-se que, até 2035, na Trajetória Conservadora, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento (LOLE igual ou inferior a 5h/ano) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 10% e 60% da NTC. Em 2040, a totalidade da NTC poderá não ser suficiente para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a atingir o valor de 8 h/ano.

Como já referido, em futuros RMSA-E a avaliação dos níveis de segurança de abastecimento será realizada com base nos indicadores utilizados na ERAA, resultando na determinação do LOLE. Neste contexto, o indicador ICP deixará de ser calculado em futuros exercícios. No RMSA-E 2022 o cálculo do ICP ainda foi realizado, embora apenas para a Trajetória Ambição e para o Teste de Stress, trajetórias mais exigentes que a Trajetória Conservadora do ponto de vista da procura de eletricidade.

3.2.2. Trajetória Ambição

Na Trajetória Ambição, 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) constante dos processos de licenciamento, cruzada com a informação dos promotores.

No que respeita aos cenários de evolução da produção através de FER e cogeração, estes tiveram por base a informação mais recente disponível (à data da elaboração dos Pressupostos), referente a 31 de dezembro de 2021, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento. Assumiu-se, ainda, que os objetivos de capacidade instalada definidos no PNEC para 2030 serão atingidos nesse ano, 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 as capacidades atribuídas no âmbito dos leilões de reserva de capacidade para produção fotovoltaica realizados em junho de 2019 e agosto de 2020, dos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede entretanto emitidos pelo 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 dos acordos já formalizados entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo (1.º conjunto de acordos).

Para a evolução da capacidade FER (centralizada e distribuída) a instalar no período 2023-2030, para além da prevista no âmbito de processos de licenciamento, assumiram-se, quando aplicável, os patamares de referência de 43% e 65% em 2025 e 2027 respetivamente, correspondentes à diferença entre o valor a atingir em 2030 e o valor previsto em 2020, de acordo com o definido 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.

Para a evolução da capacidade FER centralizada, entre 2030 e 2040 considerou-se um aumento de capacidade instalada correspondente a metade da diferença entre a capacidade instalada em 2030 (prevista no PNEC) e os objetivos de capacidade instalada em 2050, estabelecidos no RNC 2050.

No caso da capacidade FER distribuída, tendo em conta a incerteza, no médio a longo prazo (2030-2040), associada ao desenvolvimento do autoconsumo coletivo e das comunidades de energia renovável, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, e apesar do elevado ritmo de progressão do mercado nesta vertente, em particular no sector industrial, foi considerada, entre 2030 e 2040, uma evolução mais lenta do que para a FER centralizada, com um crescimento aproximado ao verificado no período 2025-2030.

Relativamente à cogeração não renovável, assume-se uma redução da capacidade instalada entre 2021 e 2040, tendo em conta, em particular, o atual enquadramento legal aplicável à cogeração, que deverá resultar na perda de remuneração garantida de uma parte da capacidade instalada de cogeração a gás natural.

No que respeita à evolução da capacidade de armazenamento de eletricidade, foram tidos em conta 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

A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2021-2040 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)	2021	2025	2030	2035	2040
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	2 839	2 179	1 519
Outras Térmicas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	3 829	2 839	2 180	1 520
Cogeração não renovável	665	618	465	366	332
Cogeração renovável	510	510	510	510	510
Total Cogeração	1 175	1 128	975	876	842
Grandes Hídricas**	6 394	7 548	7 548	7 548	7 548
das quais reversíveis	2 713	3 593	3 593	3 593	3 593
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)***	611	611	611	611	611
Total Hídrica	7 005	8 159	8 159	8 159	8 159
Eólica onshore***	5 503	6 893	8 901	9 926	10 951
Eólica offshore***	25	126	260	520	780
Total Eólica	5 528	7 019	9 161	10 446	11 731
Resíduos Sólidos Urbanos***	77	81	81	137	193
Biomassa (s/ cogeração)***	221	280	300	508	715
Biogás (s/ cogeração)***	79	97	97	164	231
Fotovoltaico (PV)***	1047	6 373	10 786	11 594	12 401
Fotovoltaico Concentração (CPV)***	16	224	500	500	500
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	129	300	471	642
Total Solar	1063	6 725	11 586	12 565	13 543
Ondas***	0	30	70	110	150
Geotermia***	0	26	60	45	30
Produção Distribuída****	564	1098	2013	2928	3843
Fotovoltaico (PV)***	557	1085	2000	2915	3830
Hídrica***	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Biomassa***	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Biogás***	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Armazenamento	0	100	200	350	500
TOTAL	19 540	28 573	35 542	38 466	41 457
do qual Renovável	15 046	24 125	32 237	35 921	39 605
do qual Não-Renovável	4 494	4 448	3 305	2 545	1 852

* Capacidade máxima

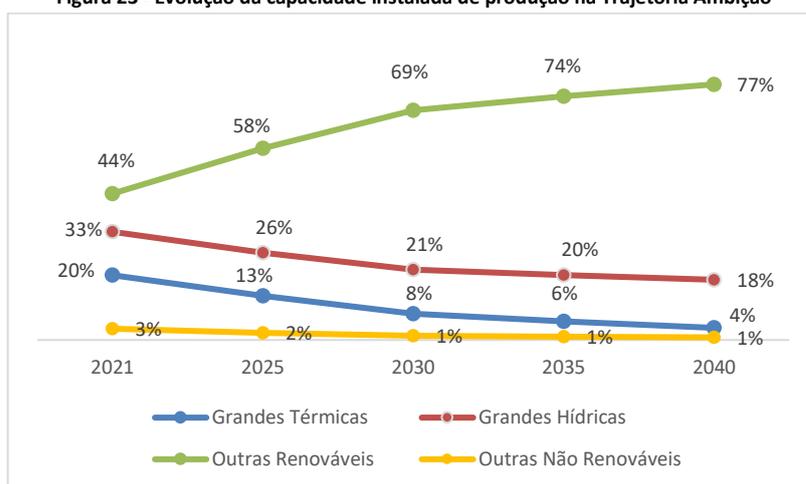
** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Caniçada

*** Potência de ligação

**** 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 8%, decrescendo para 4% 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. Note-se que após 2030 se prevê um peso combinado da grande hídrica e das restantes renováveis entre 91% e 96%.

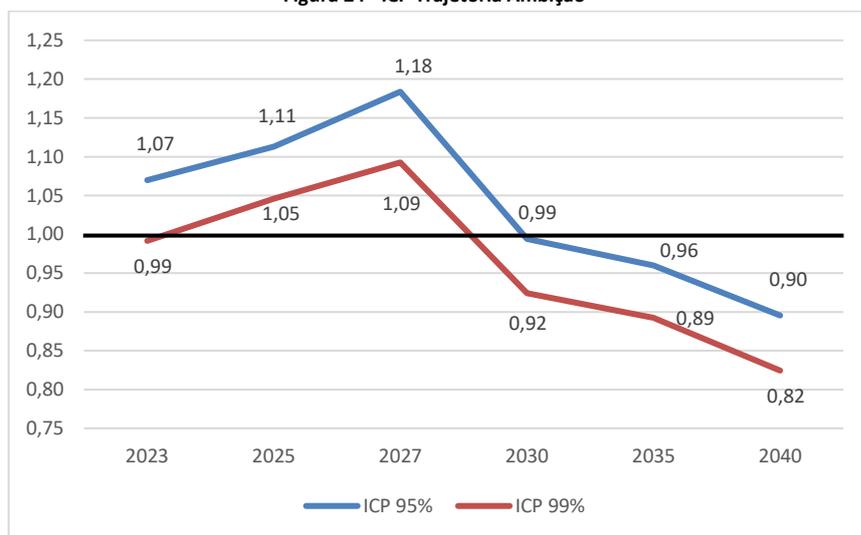
Figura 23 - Evolução da capacidade instalada de produção na Trajetória Ambição



Fonte: REN/DGEG

Como referido anteriormente, um dos indicadores que permite avaliar o nível de segurança de abastecimento do SEN na vertente de *Adequacy* é o ICP. A figura seguinte ilustra a evolução do ICP na Trajetória Ambição, para o período 2023-2040.

Figura 24 - ICP Trajetória Ambição¹⁸



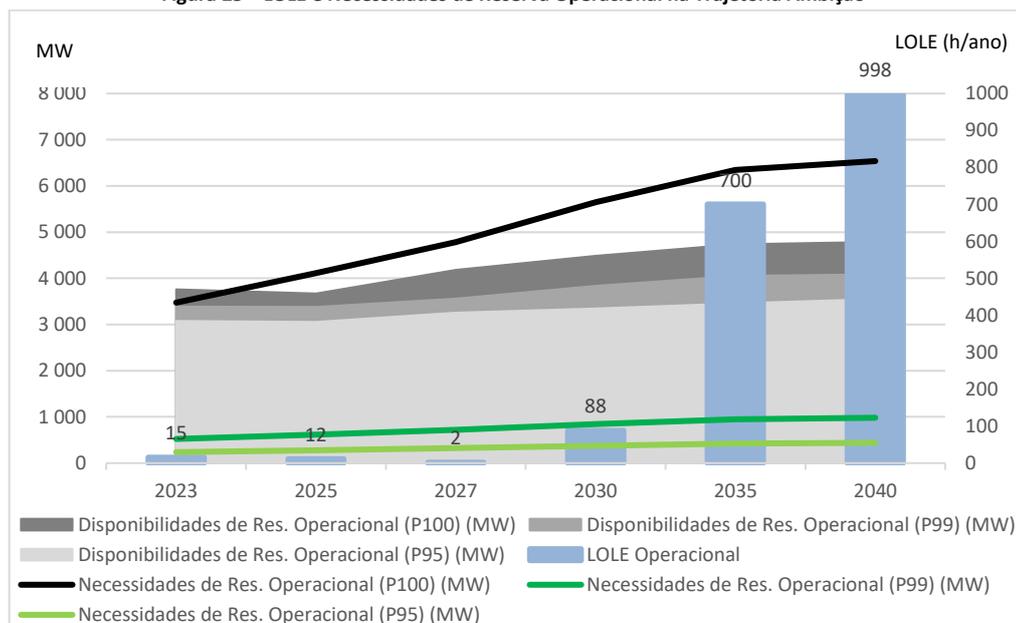
Fonte: REN

¹⁸ Os resultados apresentados consideram a estratégia de carregamento de veículos elétricos de 20% *Direct Recharging* e 80% *Valley Recharging*.

Da análise do gráfico anterior observa-se que, na Trajetória Ambição, em 2023 o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% é inferior a 1, podendo ser necessária a aplicação de medidas mitigadoras para o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento. Em 2025 e em 2027 o ICP (para probabilidades de excedência 95% e 99%) é superior a 1, garantindo-se o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento. A partir de 2027 o ICP decresce, sendo inferior a 1 a partir de 2030, o que decorre de falta de capacidade base (firme), para a qual contribuem, principalmente, a integração de nova capacidade no sistema baseada exclusivamente em FER variável, a desclassificação da central térmica da Tapada do Outeiro (990 MW) no final de 2029, e a desclassificação de capacidade a gás entre 2030 e 2040 (1320 MW).

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, com exceção de 2027, 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 88 h/ano e em 2040 o valor de 998 h/ano, cerca de 200 vezes superior ao padrão.

Figura 25 – LOLE e Necessidades de Reserva Operacional na Trajetória Ambição¹⁹



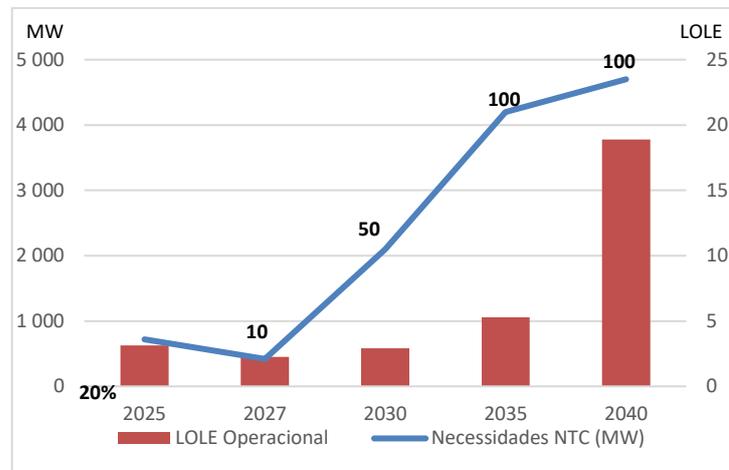
NOTA: Os resultados apresentados consideram um contributo de 10% da capacidade de interligação e a estratégia de carregamento de veículos elétricos de 20% *Direct Recharging* e 80% *Valley Recharging*.

Fonte: REN

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

¹⁹ 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 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 igual ou inferior a 5h/ano) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 10% e 50% da NTC. A partir de 2035 a totalidade da NTC poderá não ser suficiente para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a atingir valores de 5,2 h/ano e 18,8 h/ano, em 2035 e 2040, respetivamente.

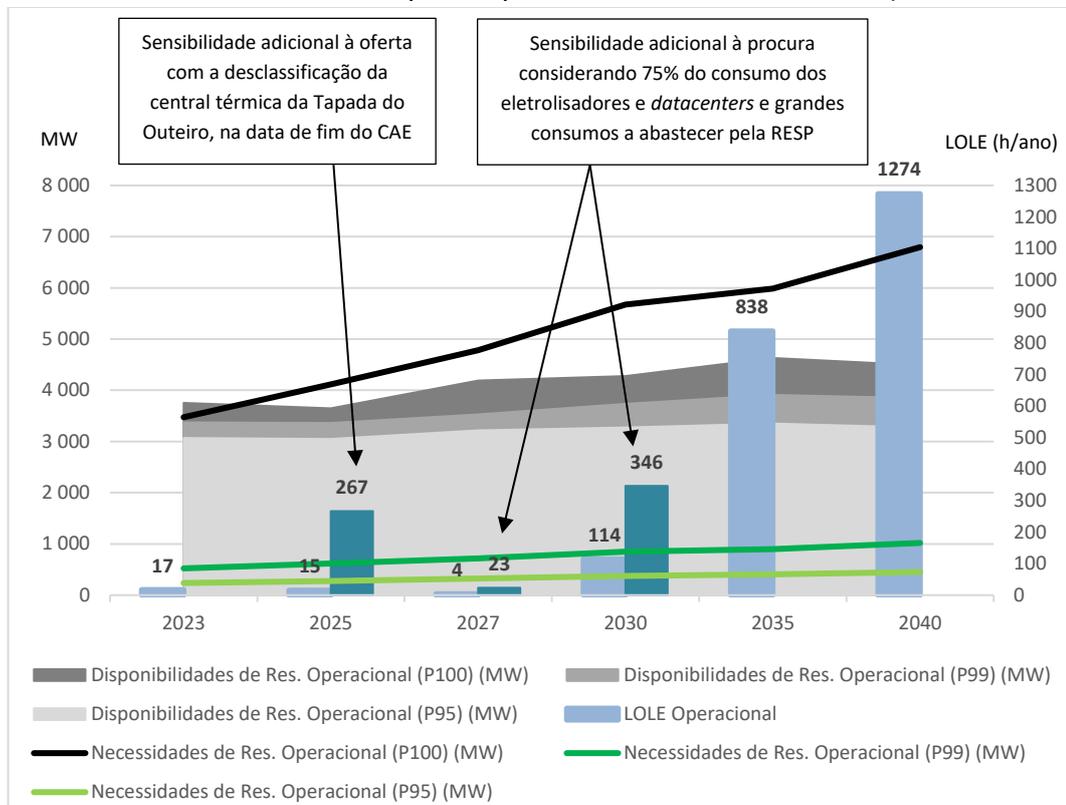
3.2.3. Trajetória Ambição - Análise de Sensibilidade à Procura Superior

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, assumindo, também, a ocorrência do cenário Superior Ambição da procura, efetuou-se uma análise de sensibilidade à oferta, no estágio de 2025, correspondente à desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, na data de fim do CAE, que ocorrerá em março de 2024 e, ainda, uma análise de sensibilidade à procura, em 2027 e 2030, considerando 75% do consumo dos eletrolisadores e *datacenters* e grandes consumos a abastecer pela RESP (face aos 35% do cenário base).

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, com exceção de 2027, 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 114 h/ano e em 2040 o valor de 1274 h/ano, cerca de 255 vezes superior ao padrão. Na análise adicional de sensibilidade à oferta, no estágio de 2025, o LOLE atinge 267 h/ano e na análise adicional de sensibilidade à procura, em 2027 e

2030, os valores de LOLE atingem 23 h/ano e 346 h/ano, respetivamente, podendo, também, ser necessária a aplicação de medidas mitigadoras para suprir necessidades de reserva operacional.

**Figura 27 - Necessidades de Reserva Operacional na Trajetória Ambição -
 Análise de sensibilidade à procura superior e análises de sensibilidade adicionais)²⁰**



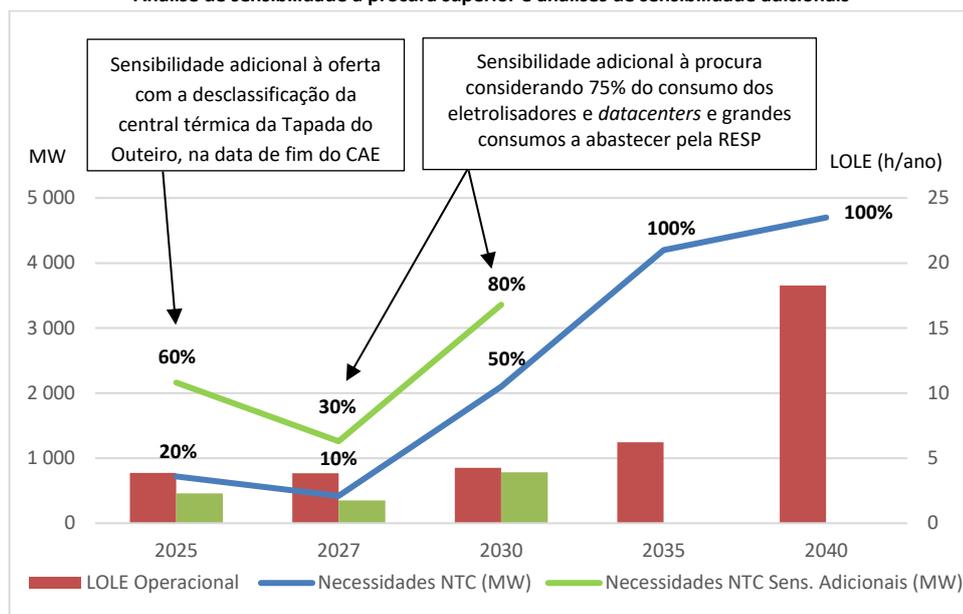
NOTA: Os resultados apresentados consideram um contributo de 10% da capacidade de interligação e a estratégia de carregamento de veículos elétricos de 20% *Direct Recharging* e 80% *Valley Recharging*.

Fonte: REN

Na figura seguinte 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 oferta, no estágio de 2025, correspondente à desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, na data de fim do CAE, e na análise de sensibilidade à procura, em 2027 e 2030, considerando 75% do consumo dos eletrolisadores e *datacenters* e grandes consumos a abastecer pela RESP.

²⁰ 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 interligação com o sistema elétrico espanhol na Trajetória Ambição – Análise de sensibilidade à procura superior e análises de sensibilidade adicionais



Fonte: REN

Da análise da figura anterior 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 igual ou inferior a 5h/ano) implica necessidades de capacidade de interligação com o sistema elétrico espanhol que oscilam entre 10% e 50% da NTC. A partir de 2035 a totalidade da NTC poderá não ser suficiente para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a atingir valores de 6,2 h/ano e 18,3 h/ano, em 2035 e 2040, respetivamente.

Na análise de sensibilidade adicional à oferta, que prevê a desclassificação da central da Tapada do Outeiro na data de fim de CAE (março de 2024), as necessidades de NTC em 2025 ascendem a 60% para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento. No caso da análise de sensibilidade adicional à procura, que considera 75% do consumo dos eletrolisadores, *datacenters* e outros grandes consumos abastecidos pela RESP, as necessidades de NTC variam entre 30% em 2027 e 80% em 2030.

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 2022, 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 de cogeração não renovável. A tabela seguinte resume a evolução da capacidade instalada no horizonte 2021-2027 considerada para o Teste de Stress (a tabela detalhada pode ser consultada no Anexo 1).

Tabela 4 - Evolução da capacidade instalada no horizonte 2021-2027: Teste de Stress

Tecnologia (MW)	2021	2027
Grandes Térmicas*	3 829	2 839
Outras Térmicas	0,5	0,5
Total Térmica	3 829	2 839
Cogeração não renovável	665	465
Cogeração renovável	510	510
Total Cogeração	1 175	975
Grandes Hídricas**	6 394	7 548
<i>das quais reversíveis</i>	<i>2 713</i>	<i>3 593</i>
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)***	611	611
Total Hídrica	7 005	8 159
Eólica onshore***	5 503	5 709
Eólica offshore***	25	25
Total Eólica	5 528	5 734
Resíduos Sólidos Urbanos***	77	77
Biomassa (s/ cogeração)***	221	237
Biogás (s/ cogeração)***	79	79
Fotovoltaico (PV)***	1047	3 324
Fotovoltaico Concentração (CPV)***	16	16
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	0
Total Solar	1063	3 340
Ondas***	0	0
Geotermia***	0	0
Produção Distribuída****	564	962
Fotovoltaico (PV)***	557	951
Hídrica***	0,2	0,2
Eólica***	4,0	4,0
Biomassa***	0,0	4,4
Biogás***	2,7	2,7
Armazenamento	0	0
TOTAL	19 540	22 403
do qual Renovável	15 046	19 098
do qual Não-Renovável	4 494	3 305

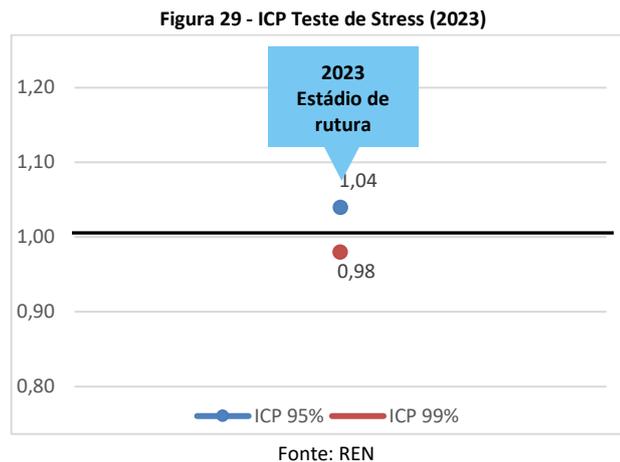
* Capacidade máxima

** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Caniçada

*** Potência de ligação

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

A figura seguinte ilustra a evolução do ICP para o Teste de Stress, para o estágio de 2023, que representa o estágio de rutura, a partir do qual se prevê que o sistema electroprodutor deixa de ser adequado para responder à procura de eletricidade.

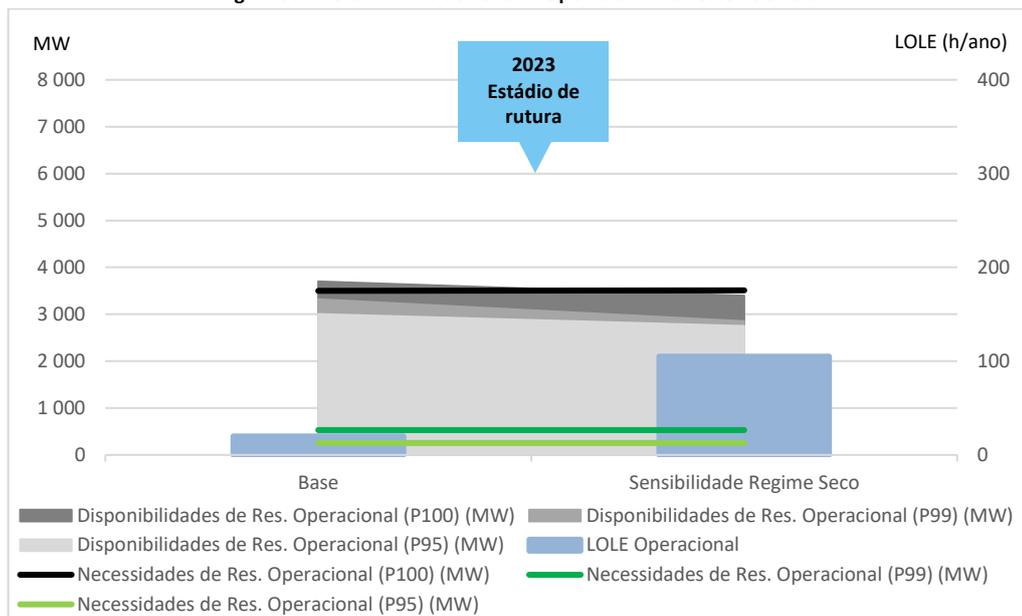


Verifica-se que em 2023 o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% regista um valor inferior a 1. Significa isto que, caso o sistema electroprodutor não evolua mais para além da capacidade existente acrescida da capacidade em construção ou cuja construção se prevê iniciar até final de 2022, o sistema não será capaz de dar resposta às necessidades de consumo de eletricidade em 2023.

Tendo em conta a atual situação de baixa hidraulicidade, desenvolveu-se no Teste de Stress uma simulação 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 2023, 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 2023, identificou-se a necessidade de capacidade de oferta adicional entre 600 MW e 1050 MW, dependendo das condições hidrológicas consideradas (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos, respetivamente).

Figura 30 - Necessidades de Reserva Operacional no Teste de Stress

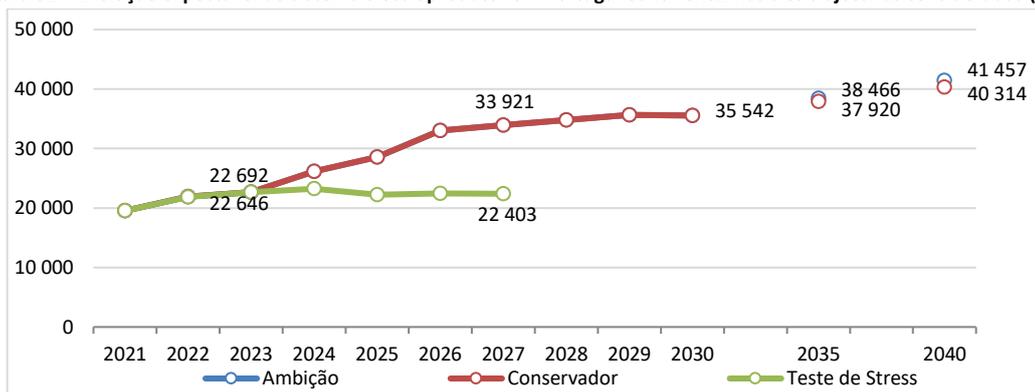


NOTA: Os resultados apresentados consideram um contributo de 10% da capacidade de interligação e a estratégia de carregamento de veículos elétricos de 20% *Direct Recharging* e 80% *Valley Recharging*.

Fonte: REN

Comparando o Teste de Stress com as Trajetórias Continuidade e Ambição, em 2023, ano em que se prevê a rutura do sistema, caso não evolua mais para além do que está previsto até final de 2022, estima-se uma diferença de apenas 46 MW no total da capacidade instalada, respetivamente. Em 2027, último ano simulado para efeitos do Teste de Stress, a diferença prevista é de 11 518 MW, como mostra a figura seguinte.

Figura 31 – Evolução expectável do sistema electroprodutor em Portugal Continental nas três trajetórias consideradas (MW)



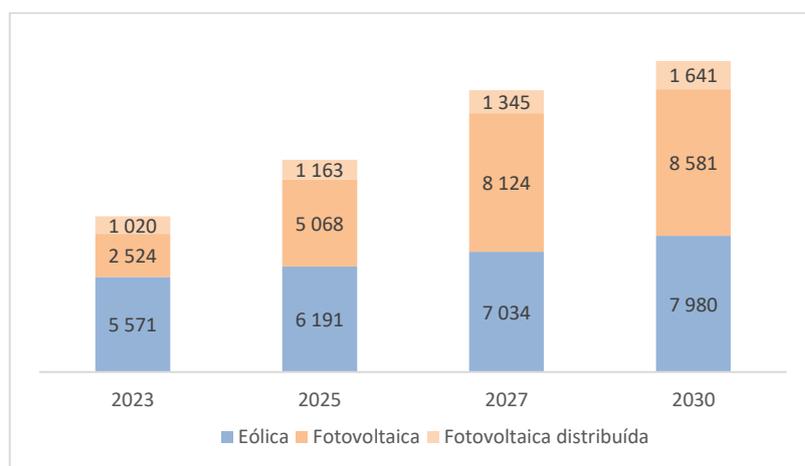
Fonte: DGEG

3.2.5. Análise de Sensibilidade Adicional à Oferta

Tendo em conta o contexto macroeconómico desfavorável à data da elaboração do RMSA-E 2022, bem como as perspetivas para o futuro próximo, efetuou-se uma análise de sensibilidade adicional à oferta, de modo a refletir um eventual atraso na concretização de projetos eólicos e solares fotovoltaicos previstos para os próximos anos.

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

Figura 32 – Evolução da capacidade eólica e fotovoltaica instalada no horizonte 2023-2030: Sensibilidade adicional à oferta (Trajetórias Conservadora e Ambição)



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 trajetórias Conservadora e Ambição. Considera-se, nesta análise, o eventual descomissionamento da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro em 2024, de acordo com a data de término do CAE, e não em 2029 como considerado nos pressupostos base.

Figura 33 – Necessidades de Reserva Operacional e de NTC: Sensibilidade adicional à oferta (Trajetória Conservadora)

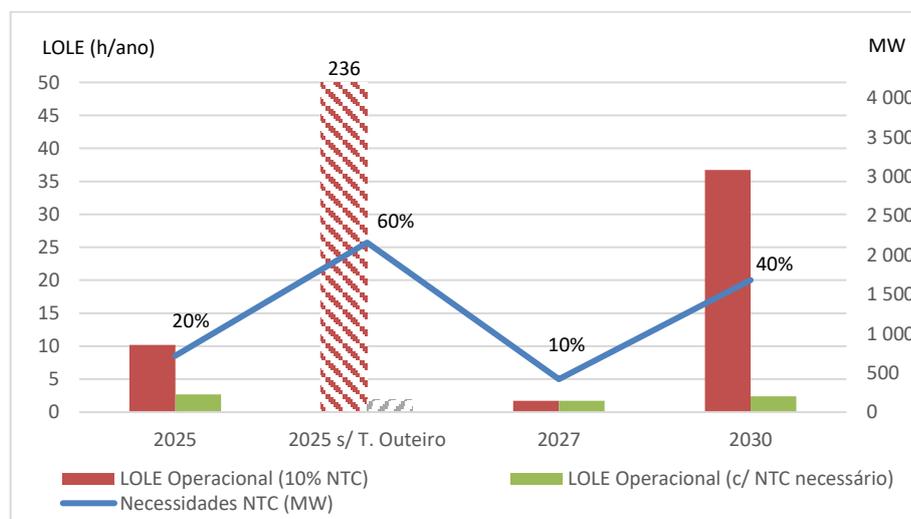
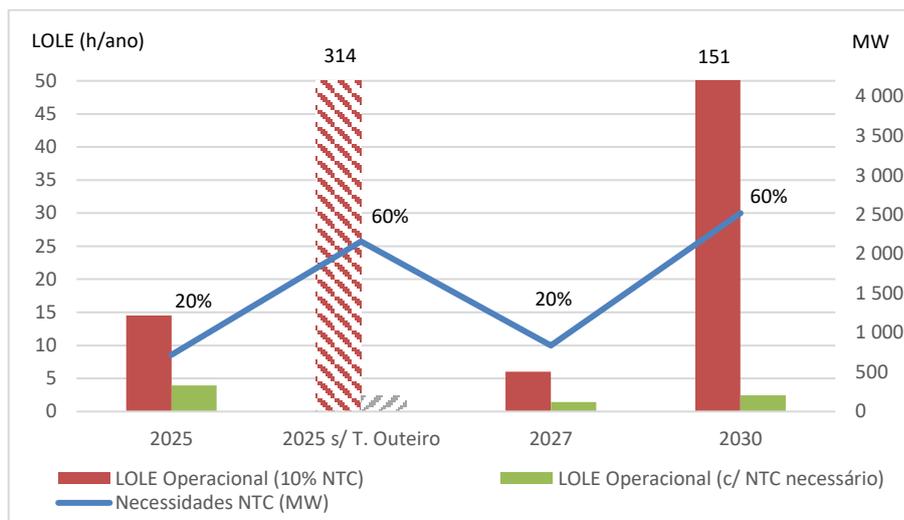


Figura 34 – Necessidades de Reserva Operacional e de NTC: Sensibilidade adicional à oferta (Trajetória Ambição)

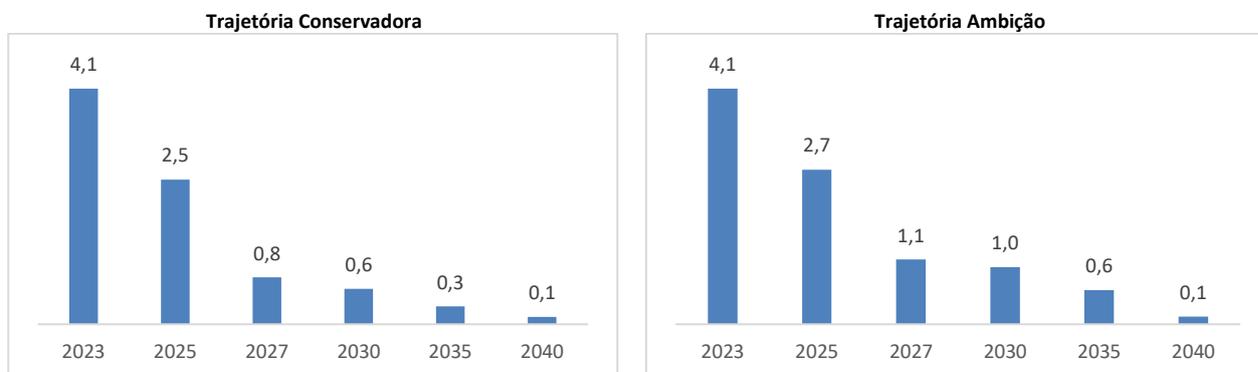


Consta-se que em 2030 as necessidades de NTC para o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento sobem 10% em relação às trajetórias base, passando a 40% e 60% de NTC, respetivamente. Relativamente à eventual desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro na data do fim de CAE (em março de 2024), verifica-se que em 2025 as necessidades de NTC para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento se mantêm nos 60% de NTC.

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 2021 (4,8 Mt; IPH = 0,93), principalmente justificado pela penetração crescente de FER. Entre 2023 e 2030, considerando a média dos regimes hidrológicos, as emissões evoluem de 4,1 Mt para 0,6 Mt ou 1,0 Mt, consoante se trate da Trajetória Conservadora ou da Trajetória Ambição, respetivamente. Em 2040, as estimativas apontam para totais de 0,1 Mt para ambas as trajetórias.

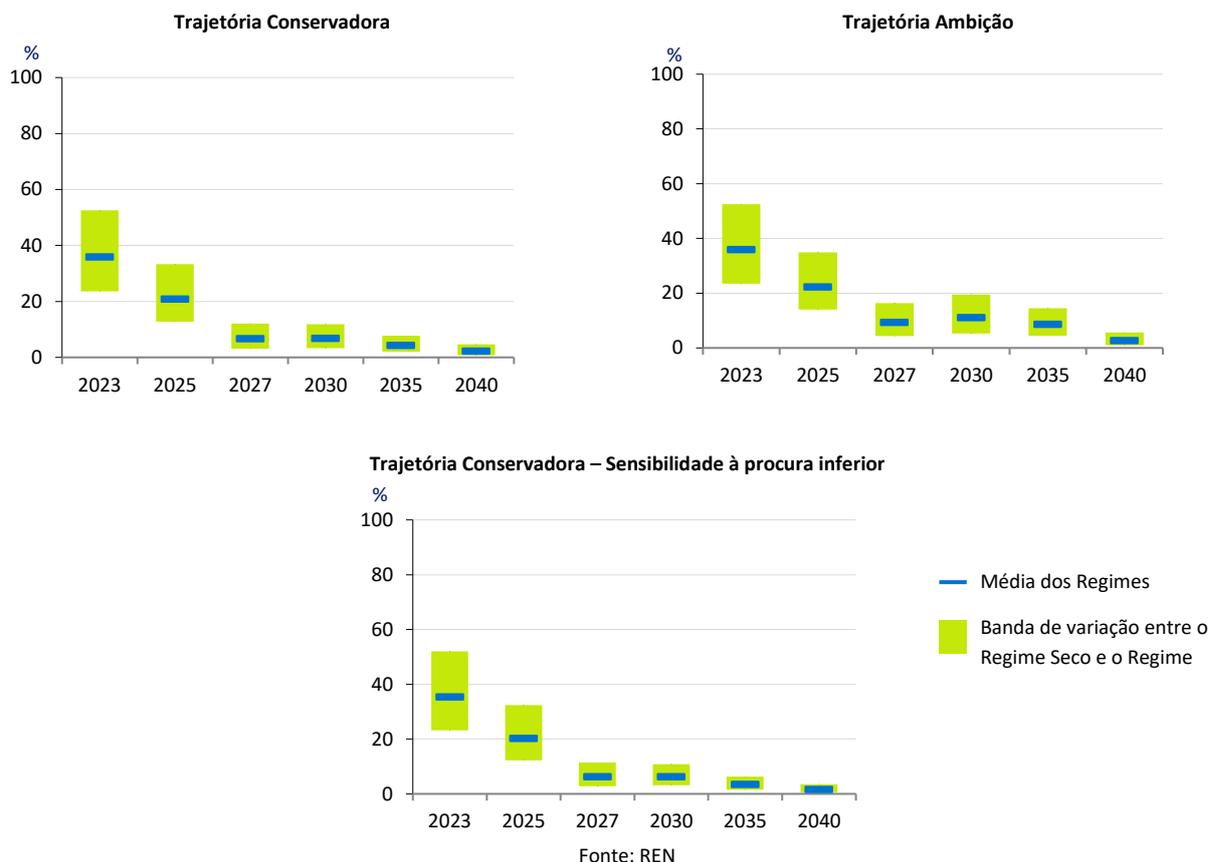
Figura 35 – Emissões de CO₂ das centrais termoelétricas (Mt)



Fonte: REN

A taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás (média dos regimes hidrológicos), nas condições da Trajetória Conservadora, decresce de 35,9% em 2023 para 2,3% em 2040. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Conservador, a taxa de utilização média decresce de 35,5% em 2023 para 1,6% em 2040. Na trajetória Ambição, a taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás (média dos regimes hidrológicos) decresce de 36,0% em 2023 para 2,8% em 2040.

Figura 36 – Taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás²¹



²¹ A Taxa de utilização das centrais termoelétricas 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 2020 e 2030

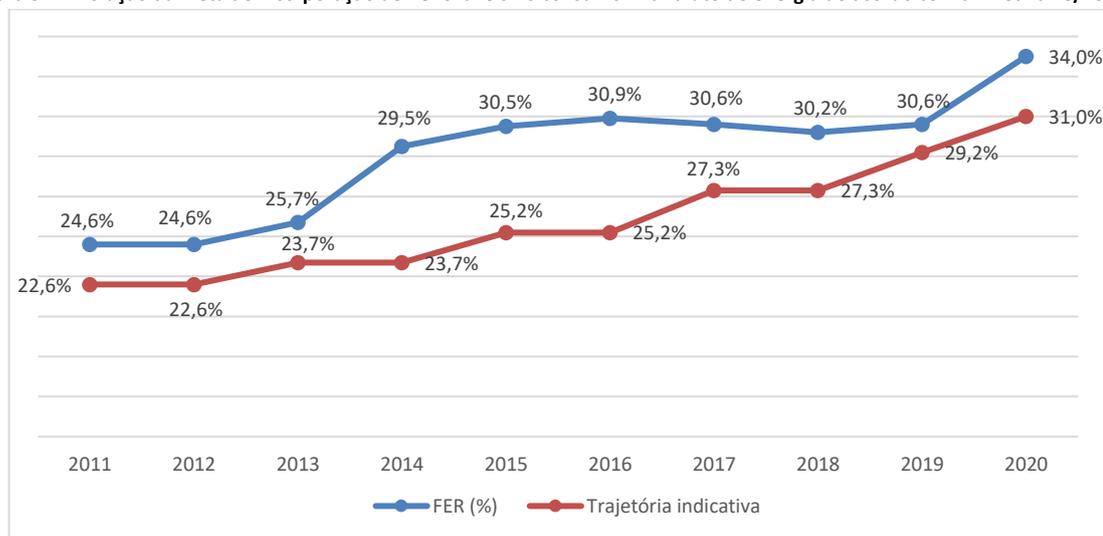
A Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, introduziu a obrigatoriedade de os Estados-Membros submeterem um plano de promoção da utilização de energia proveniente de FER. O Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) fixou objetivos nacionais relativos à quota de FER na energia consumida, tanto a nível global, como para os sectores dos Transportes, Eletricidade e Aquecimento e Arrefecimento em 2020.

Portugal comprometeu-se com uma meta de 31% de renováveis no consumo final bruto de energia em 2020. A nível sectorial, os objetivos de incorporação de FER no consumo final bruto de energia eram de 59,6% para o sector da Eletricidade, 11,3% para o sector dos Transportes e 35,9% para o sector de Aquecimento e Arrefecimento.

No âmbito do PNEC 2030, Portugal estabeleceu para 2030 a meta de 47% 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 80% para o sector da Eletricidade, 20% para o sector dos Transportes e 49% para o sector de Aquecimento e Arrefecimento, tal como se encontra definido na Resolução de Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, que aprovou e publicou o PNEC 2030.

Em 2020, a quota de incorporação de FER no consumo final bruto de energia situou-se nos 34,0%, fazendo com que Portugal tenha ultrapassado a sua meta para esse ano.

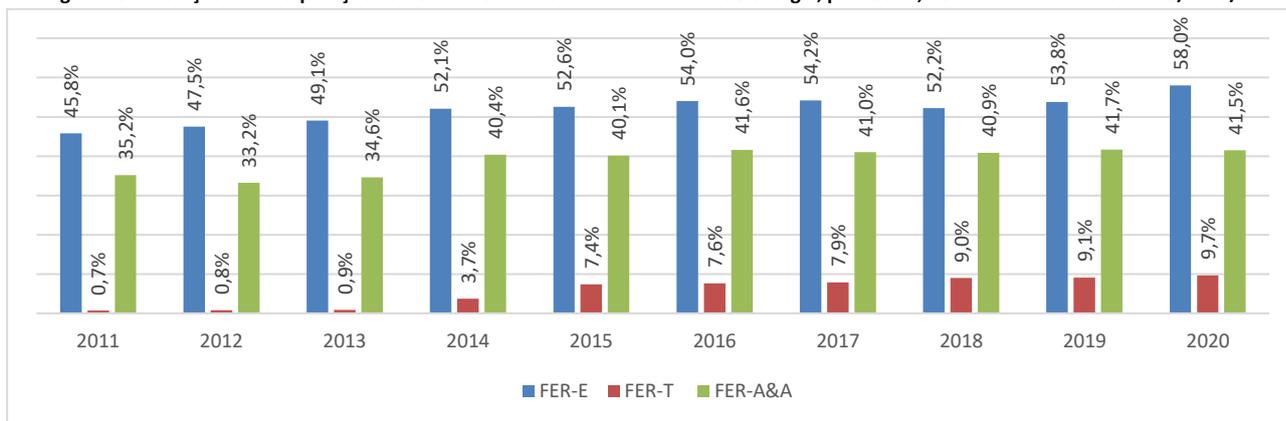
Figura 37 - Evolução da meta de incorporação de Renováveis no consumo final bruto de energia de acordo com a Diretiva 28/2009/CE



Fonte: DGEG/Eurostat

Ao nível dos sectores da Eletricidade (FER-E), Transportes (FER-T) e do Aquecimento e Arrefecimento (FER-A&A), a incorporação de FER em 2020 situou-se nos 58,0%, 9,7% e 41,5%, respetivamente, representando 97% da meta estabelecida para 2020 para o sector da Eletricidade, 86% para o sector dos Transportes e tendo já sido ultrapassada a meta para o sector do Aquecimento e Arrefecimento.

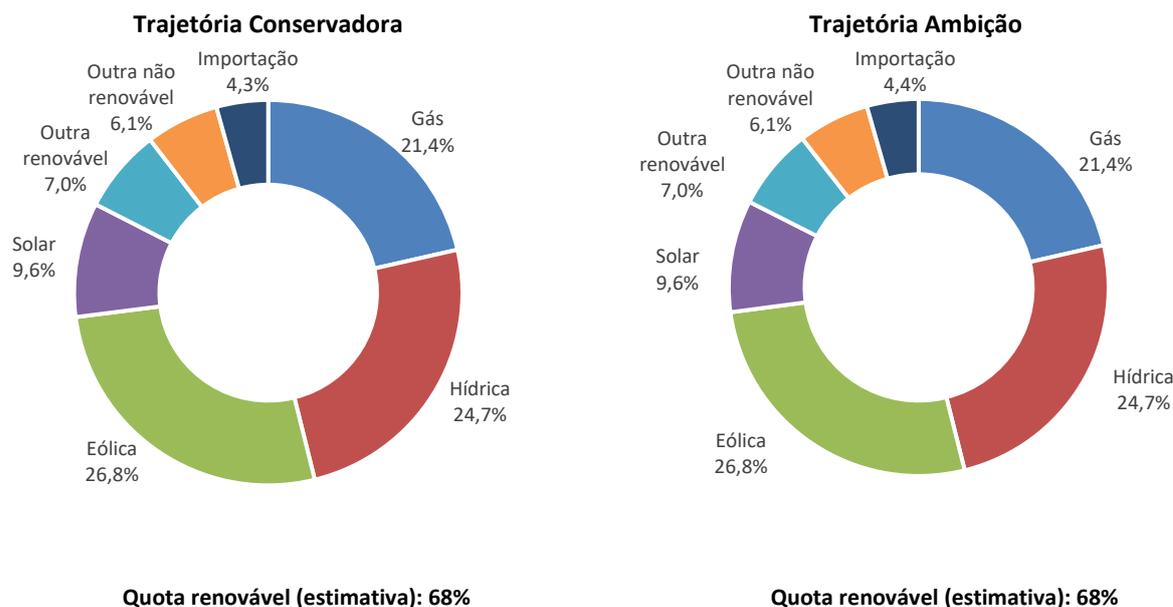
Figura 38 - Evolução da incorporação de Renováveis no consumo final bruto de energia, por sector, de acordo com a Diretiva 28/2009/CE



Fonte: DGEG/Eurostat

Como ilustrado na seguinte figura, os resultados obtidos nos estudos efetuados no RMSA-E 2022 conduzem, em 2023, a uma quota de FER no consumo final bruto de eletricidade de 68%, tanto na Trajetória Conservadora como na Trajetória Ambição.

Figura 39 – Estrutura do abastecimento em 2023 (Média dos Regimes Hidrológicos) – Trajetórias Conservadora e Ambição²²



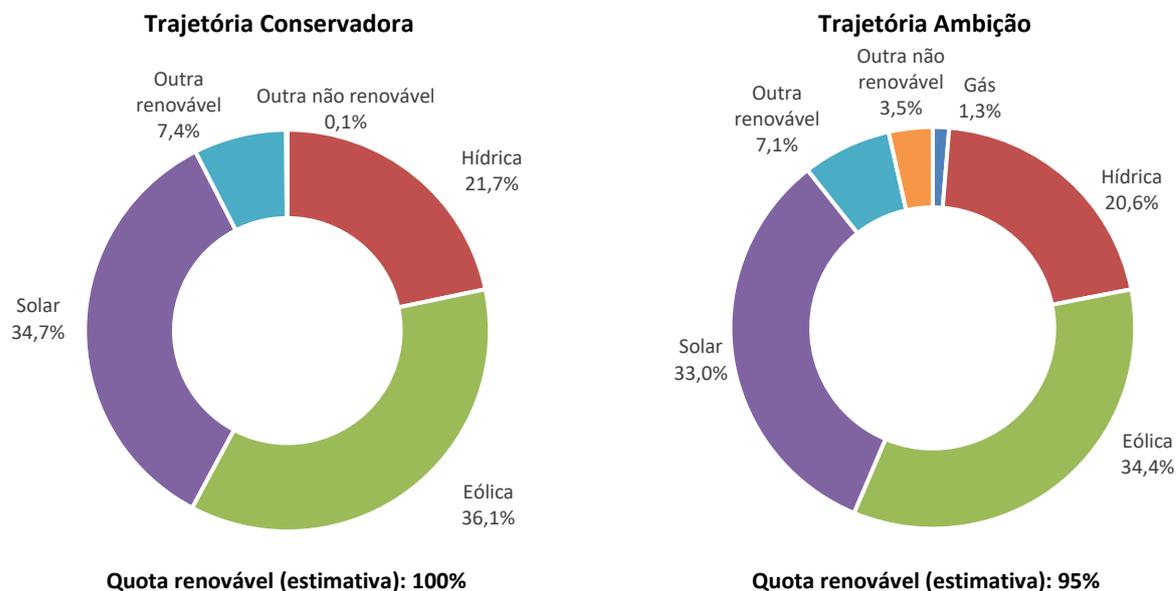
Fonte: REN

No horizonte 2030, tanto na Trajetória Conservadora como na Trajetória Ambição, os estudos efetuados no RMSA-E 2022 apontam para que o objetivo delineado no âmbito do PNEC, que define uma quota de FER no consumo final bruto de eletricidade de 80%, seja ultrapassado. Os resultados obtidos conduzem, em 2030, a quotas de FER no consumo final bruto de eletricidade que se estimam em 100% e 95%, para as Trajetórias

²² Estimativas de abastecimento do consumo de Portugal Continental dando prioridade à produção renovável, sem considerar eventual desperdício decorrente de excesso de produção.

Conservadora e Ambição, respetivamente. A quota é inferior na Trajetória Ambição, face à Trajetória Conservadora, uma vez que a oferta é igual nas duas trajetórias, mas a procura é 4,5 TWh superior na Trajetória Ambição.

Figura 40 – Estrutura do abastecimento em 2030 (Média dos Regimes Hidrológicos) – Trajetórias Conservadora e Ambição²³



Fonte: REN

²³ Estimativas de abastecimento do consumo de Portugal Continental dando prioridade à produção renovável, sem considerar eventual desperdício decorrente de excesso de produção.

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 ibéricos que suportam o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), contribuindo assim para a implementação do Mercado Europeu de Energia e a integração de energias renováveis.

Dando cumprimento à legislação 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. À data da elaboração do RMSA-E 2022 o PDIRT-E 2021 não foi, ainda, aprovado pela tutela.

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).

No Anexo 2 do presente relatório consta o documento “Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023-2040” 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 2017, mas ainda não construídos, não tem capacidade suficiente para a receção da nova geração associada às novas metas de FER.

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 rede²⁴), o aumento de integração de renováveis, nomeadamente aquele que se encontra cenarizado 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.

5.2. Interligações transfronteiriças

5.2.1. Situação atual

O adequado funcionamento do MIBEL e do Mercado Europeu de 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

²⁴ 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)*”

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 2021, 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 41 – Mapa das interligações transfronteiriças na Península Ibérica (2021)

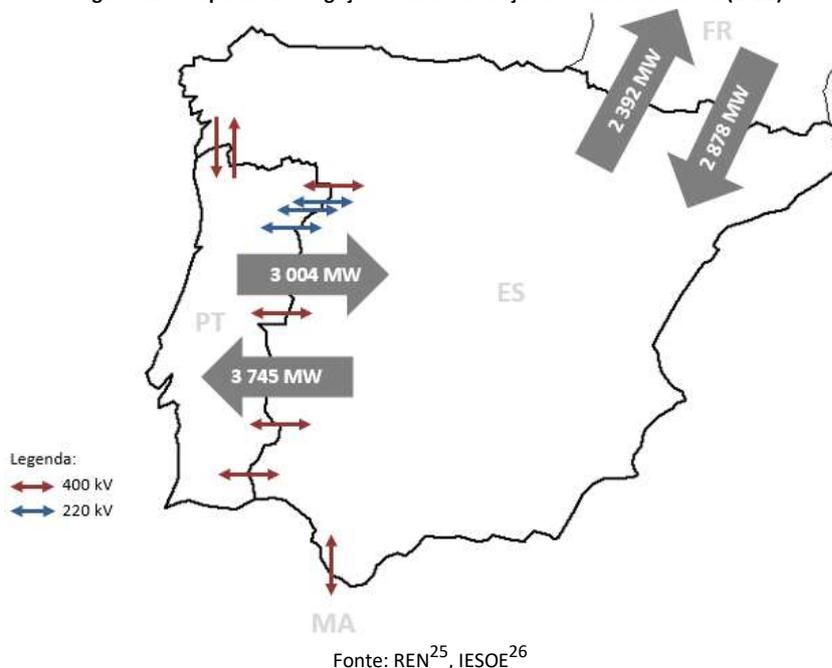


Tabela 5 - Interligações de Eletricidade existentes entre Portugal (PT) e Espanha (ES)

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

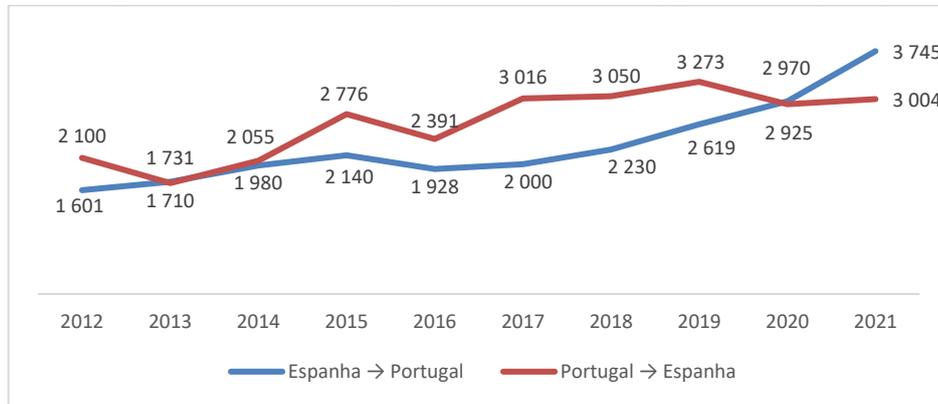
Fonte: REN

²⁵ “Mercado de Eletricidade – Síntese Anual, 2018 – Jan a Jul 2020”

²⁶ Capacidad de intercambio disponible - Serie anual con resolución horaria - 2021, disponível em <https://www.iesoe.eu/iesoe/>

Em 2021 registou-se um valor médio de capacidade comercial de interligação na ordem dos 3 004 MW no sentido Portugal→Espanha e na ordem dos 3 745 MW no sentido Espanha→Portugal, como mostra a figura seguinte.

Figura 42 – 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 de Energia (MIE) estão no topo da agenda da política energética europeia. Para atingir estes objetivos, a Comissão Europeia adotou uma meta comum de 10%²⁷ 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, 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, onde Portugal assumiu como meta nacional, igualmente o valor de 15% de interligações elétricas em 2030.

Apesar de em 2021 se ter registado um rácio entre a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha (no sentido da importação) e a capacidade instalada no SEN superior a 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.

²⁷ Objetivo medido através do rácio entre a capacidade total de interligação no sentido da importação e a capacidade instalada no sistema electroprodutor.

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

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Portugal – Espanha²⁸	6,9%	7,8%	8,9%	9,2%	7,9%	8,1%	8,9%	10,4%	11,6%	15,6%
Península Ibérica²⁹ – França	0,7%	0,7%	0,8%	1,0%	1,9%	2,1%	2,2%	1,8%	2,1%	2,3%

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). É de realçar que este projeto tem o estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC)³⁰ atribuído pela Comissão Europeia, constando na 5.ª lista de PIC, aprovada pela Comissão Europeia em novembro de 2021³¹ e publicada em Jornal Oficial da UE em abril de 2022 (Regulamento Delegado UE 2022/564, da Comissão). Na proposta de PDIRT-E 2021 estão igualmente 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, igualmente reconhecido pela Comissão Europeia como PIC³². No âmbito do PDIRT-E 2017, foi aprovado o projeto que corresponde ao eixo “Ribeira de Pena – Vieira do Minho – Feira”³³ (eixo composto por duas linhas/troços a 400kV), associado ao aproveitamento hidroelétrico do Alto Tâmega, que terá um papel importante no fluxo de eletricidade associado à futura interligação “Minho-Galiza” (projeto igualmente aprovado no âmbito do PDIRT-E 2017).

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 (2023), 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, 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;

²⁸ 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”)

²⁹ Inclui capacidade instalada de Portugal e Espanha

³⁰ 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)

³¹ Regulamento Delegado (UE) 2022/564 da Comissão, de 19 de novembro de 2021

³² PIC 2.16.1 - Linha interna entre Pedralva e Sobrado (PT), anteriormente «Pedralva e Alfena (PT)»

³³ PIC 2.16.3 – Linha interna entre Vieira do Minho, Ribeira de Pena e Feira (PT), anteriormente «Frades B, Ribeira de Pena e Feira (PT)»

- (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 um pouco superiores aos previstos para 2025, o que encontra justificação na evolução futura expectável da procura e em particular da oferta, e também nos desenvolvimentos internos de ambas as redes.

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 2018, 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
2023	2 700	2 700
2025	3 200	3 600
2027	3 500	4 200
2030	3 500	4 200
2035	3 500	4 200
2040	4 000	4 700

Fonte: REN

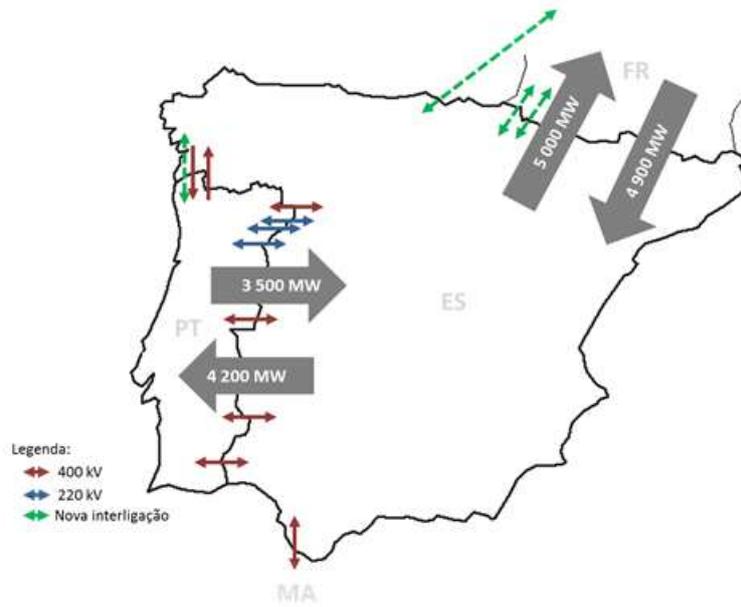
Em 2030, estima-se que a capacidade de trocas comerciais nas interligações (NTC) de 4 200 MW (assumindo o valor máximo Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 1%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, configurando, assim, a expectativa de que na maior parte do tempo exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha³⁴.

Também em 2040, se estima 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.

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.

³⁴ Simulações com o modelo VALORAGUA. Da simulação com o modelo PS-MORA, em base horária, resulta uma utilização do valor máximo do NTC (PTBIES = 3500 MW e ESIPPT = 4200MW) de 5% na Trajetória Ambição e 7% na Trajetória Conservadora.

Figura 43 – 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 2020³⁵, publicado pela ERSE, em setembro de 2021, apresenta-se de seguida a informação mais relevante relativa à continuidade de serviço e à qualidade da energia elétrica em Portugal Continental em 2020.

6.1. Continuidade de serviço

Ao nível da RNT salienta-se:

- Em 2020 ocorreram duas interrupções de fornecimento longas (uma acidental e uma prevista) e duas interrupções de fornecimento breves;
- Apesar da ocorrência das interrupções de fornecimento longas, os padrões individuais de continuidade de serviço foram cumpridos na totalidade dos pontos de entrega;
- A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que o ano de 2020 apresentou valores inferiores aos registados nos últimos anos para todos os indicadores de continuidade de serviço da RNT;

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

Indicador	2019	2020	Variação 2019-2020
N.º de interrupções longas (> 3 min.)	7	2	-71%
Duração das interrupções longas (min.)	371,4	2068,5*	457%
ENF (MWh)	67,5	2,8	-96%

³⁵ À data da elaboração do RMSA-E 2022 não tinha sido, ainda, publicado, pela ERSE, o Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Sector Elétrico de 2021.

TIE (min.)	0,72	0,03	-96%
SAIFI (interrupções/PdE)	0,06	0,01	-83%
SAIDI (minutos/PdE)	0,46	0,08	-83%
SARI (minutos/interrupção)	7,72	6,5	-16%
MAIFI (interrupções/PdE)	0,04	0,02	-50%
Taxa Combinada de Disponibilidade (%)	98,18	99,2	1%

* Inclui uma interrupção prevista com duração de 2062 minutos, cuja causa é identificada como “Acordo com cliente”.

Fonte: ERSE

Para a RND destaca-se:

- A continuidade de serviço percebida pelos clientes em 2020 melhorou face a 2019. O impacto reduzido dos eventos excecionais contribuiu para que o desempenho dos indicadores gerais de continuidade de serviço do Operador da Rede Nacional de Distribuição (ORD) melhorasse significativamente face ao desempenho verificado no ano anterior;
- 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 2020, o número total de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço aumentou 1,1% face ao ano anterior e o valor total das compensações pagas aos clientes aumentou 3,3% comparativamente com o valor pago em 2019.

Tabela 9 – Principais indicadores de continuidade de serviço da RND

Rede	Indicador	2019		2020		Variação 2019-2020	
		Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas
AT	SAIFI (interrupções/PdE)	0,34	0	0,1	0,01	-71%	-
	SAIDI (minutos/PdE)	112,14	0	6,64	0,78	-94%	-
	MAIFI (interrupções /PdE)	1,42	0	0,39	0	-73%	-
MT	END (MWh)	7787,91	2,48	4146,14	1,17	-47%	-53%
	TIEPI (minutos)	108,99	0,04	59,55	0,02	-45%	-50%
	SAIFI (interrupções /PdE)	2,68	0	1,98	0	-26%	-
	SAIDI (minutos/PdE)	182,01	0,09	90,8	0,04	-50%	-56%
	MAIFI (interrupções /PdE)	11,11	0	9,75	0,01	-12%	-
BT	SAIFI (interrupções /cliente)	2,2	0	1,72	0	-22%	-
	SAIDI (minutos/cliente)	151,55	0,48	86,3	0,5	-43%	4%

Fonte: ERSE

6.2. Qualidade da energia elétrica

Ao nível da RNT salienta-se:

- No ano de 2020 foram identificados incumprimentos dos valores regulamentares relativos ao valor eficaz de tensão, à severidade de tremulação de curta e longa duração e à distorção harmónica, nas 5.ª e 7.ª tensões harmónicas. A evolução destas situações está a ser objeto de acompanhamento pela ERSE;
- Relativamente às cavas de tensão, verificou-se que, em 2020, o número de cavas de tensão por pontos de entrega monitorizado apresentou um aumento de 24% 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, confirmam a tendência de recuperação do consumo de eletricidade, apontando para taxas médias de crescimento anual³⁶ no período 2023-2040 de 1,6% no Cenário Superior Ambição, 1,4% no Cenário Central Ambição, 0,7% no Cenário Central Conservador e 0,6% no Cenário Inferior Conservador. No Cenário Superior Ambição – Teste de Stress a taxa média de crescimento anual no período 2021-2027 é de 3,0%.

Até 2030, as previsões de evolução da procura do RMSA-E 2022 são, de um modo geral, superiores às do RMSA-E anterior (entre 0,4% e 4,4%, consoante os cenários), principalmente nos cenários Ambição. A partir deste horizonte a dinâmica de crescimento dos consumos torna-se menos acentuada e a situação começa a inverter-se, principalmente nos cenários Conservador. Em 2040, as previsões para o cenário Inferior Conservador estão abaixo dos cenários do RMSA-E 2021, com uma variação de -1,2%. Por outro lado, no caso do cenário Superior Ambição, no horizonte do estudo, a previsão de consumo encontra-se acima dos cenários do RMSA-E 2021, com uma variação de +1,6%, situação que se deve, essencialmente, à evolução mais relevante do consumo dos eletrolisadores e ao consumo dos *datacenters* considerado no atual exercício, apesar da evolução bastante intensa do autoconsumo, vertente com impacto no sentido da redução do consumo referido à produção líquida.

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 2027, podendo, nessas condições, ser necessária a aplicação de medidas mitigadoras para o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular pós mercado diário, 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);

iv) Do lado da procura:

³⁶ Consumo referido à produção líquida = Consumo Total no Continente – Autoconsumo + Perdas no transporte e distribuição

- 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 2035, na Trajetória Conservadora, 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 10% e 60% da NTC. Em 2040, a totalidade da NTC poderá não ser suficiente para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a atingir o valor de 8 h/ano.

4. Na Trajetória Ambição, em 2023, o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% é inferior a 1, podendo ser necessária a aplicação de medidas mitigadoras para o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento. Em 2025 e em 2027 o ICP (para probabilidades de excedência 95% e 99%) é superior a 1, garantindo-se o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento. A partir de 2027 o ICP decresce, sendo inferior a 1 a partir de 2030, o que decorre de falta de capacidade base (firme), para a qual contribuem, principalmente, a integração de nova capacidade no sistema baseada exclusivamente em FER variável, a desclassificação da central térmica da Tapada do Outeiro (990 MW) no final de 2029 e a desclassificação de capacidade a gás entre 2030 e 2040 (1320 MW).

Assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), na Trajetória Ambição, o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, com exceção de 2027, 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 88 h/ano e em 2040 o valor de 998 h/ano.

Até 2030, na Trajetória Ambição, 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 10% e 50% da NTC. A partir de 2035 a totalidade da NTC poderá não ser suficiente para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a atingir valores de 5,2 h/ano e 18,8 h/ano, em 2035 e 2040, respetivamente.

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, com exceção de 2027, 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 114 h/ano e em 2040 o valor de 1274 h/ano.

Na análise adicional de sensibilidade à oferta, para a Trajetória Ambição, no estágio de 2025, correspondente à desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, na data de fim do CAE (março de 2024), o LOLE atinge 267 h/ano e na análise adicional de sensibilidade à procura, em 2027 e 2030, considerando 75% do consumo dos eletrolisadores e *datacenters* e grandes consumos a abastecer pela RESP (face aos 35% do cenário base), os valores de LOLE atingem 23 h/ano e 346 h/ano, respetivamente, 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 10% e 50% da NTC. A partir de 2035 a totalidade da NTC poderá não ser suficiente para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a atingir valores de 6,2 h/ano e 18,3 h/ano, em 2035 e 2040, respetivamente.

Na análise de sensibilidade adicional à oferta, que prevê a desclassificação da central da Tapada do Outeiro na data de fim de CAE (março de 2024), as necessidades de NTC em 2025 ascendem a 60% para garantir o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento. No caso da análise de sensibilidade adicional à procura, que considera 75% do consumo dos eletrolisadores, *datacenters* e outros grandes consumos abastecidos pela RESP, as necessidades de NTC variam entre 30% em 2027 e 80% em 2030.

6. No Teste de Stress, que assume o cenário Superior Ambição – Teste de Stress da procura, verifica-se que em 2023 o ICP para uma probabilidade de excedência de 99% regista um valor inferior a 1. Significa isto que, caso o sistema electroprodutor não evolua mais para além da capacidade existente acrescida da capacidade em construção ou cuja construção se prevê iniciar até final de 2022, o sistema não será capaz de dar resposta às necessidades de consumo de eletricidade em 2023.

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

Assumindo um contributo de 10% da capacidade de interligação (NTC Espanha→Portugal), o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em 2023, 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 2023, identificou-se a necessidade de capacidade de oferta adicional entre 600 MW e 1050 MW, dependendo das condições hidrológicas consideradas (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos, respetivamente).

7. Da análise de sensibilidade adicional à oferta, que assume um eventual atraso na concretização de projetos eólicos e solares fotovoltaicos, constata-se que, nas trajetórias Conservadora e Ambição, em 2030 as necessidades de NTC para cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento sobem 10% em relação às trajetórias base, para 40% e 60% de NTC, respetivamente. Ainda nesta análise de sensibilidade adicional à

oferta, considerando a eventual desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro na data do fim de CAE (em 2024), verifica-se quem em 2025 as necessidades de NTC para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento se mantêm nos 60% de NTC.

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 2021 (4,8 Mt; IPH = 0,93), principalmente justificado pela penetração crescente de FER. Entre 2023 e 2030, considerando a média dos regimes hidrológicos, as emissões evoluem de 4,1 Mt para 0,6 Mt ou 1,0 Mt, consoante se trate da Trajetória Conservadora ou da Trajetória Ambição, respetivamente. Em 2040, as estimativas apontam para totais de 0,1 Mt 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 35,9% em 2023 para 6,9% em 2030 e 2,3% em 2040. Na ocorrência do cenário da procura Inferior Conservador, a taxa de utilização média decresce de 35,5% em 2023 para 6,3% em 2030 e 1,6% em 2040. Na trajetória Ambição, a taxa de utilização das centrais de ciclo combinado a gás (média dos regimes hidrológicos) decresce de 36,0% em 2023 para 11,1% em 2030 e 2,8% em 2040.

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 (2023), 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 angular³⁷, 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, 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 de 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 2018, não se encontrando ainda identificados os eventuais reforços de rede necessários para atingir estes valores de capacidade de interligação.

³⁷ Esta possibilidade assenta num acordo estabelecido entre a REN e a REE, com a concordância da ERSE.

Em 2021 registou-se um valor médio de capacidade comercial de interligação na ordem dos 3 004 MW no sentido Portugal→Espanha e na ordem dos 3 745 MW no sentido Espanha→Portugal, o que conduz a um valor de capacidade de interligação de cerca de 15,6%. 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 superior a 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 1%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, configurando, assim, a expectativa de que na maior parte do tempo exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha³⁸. Também em 2040, se estima 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. Note-se que, à data da elaboração do RMSA-E 2022, o referido plano não foi, ainda, aprovado.

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 2017, mas ainda não construídos, não tem capacidade suficiente para a receção da nova geração associada às novas metas de FER. Neste contexto, na proposta de PDIRT-E 2021 está identificado um conjunto de novos reforços com vista a dotar as redes de transporte e distribuição de eletricidade de condições para ir ao encontro das referidas metas.

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

³⁸ Simulações com o modelo VALORAGUA. Da simulação com o modelo PS-MORA, em base horária, resulta uma utilização do valor máximo do NTC (PTBIES = 3500 MW e ESIPPT = 4200MW) de 5% na Trajetória Ambição e 7% na Trajetória Conservadora.

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. Este fenómeno acentua-se com a resposta favorável, entre outubro de 2019 e fevereiro de 2020, à ligação de cerca de 1 500 MVA de potência em UPP e UPAC, gerando um déficit de capacidade na RNT.

O forte crescimento perspectivado 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.

12. Apesar das metodologias associadas à *European Resource Adequacy Assessment* (ERAA) ainda não influenciarem a metodologia aplicada no presente RMSA-E, em resultado da não aprovação, pela *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER), da ERAA de 2021, estas metodologias deverão determinar alterações à metodologia seguida no âmbito de futuros RMSA-E (que irão consubstanciar as avaliações nacionais de adequação de recursos, que devem tomar em consideração os resultados da respetiva avaliação europeia, a ERAA).

13. Quanto à qualidade de serviço, de acordo com o Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Sector Elétrico de 2020 (o mais recente publicado pela ERSE), em 2020 verificou-se que a continuidade de serviço percecionada pelos clientes das redes de distribuição melhorou face a 2019. 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 2020 apresentou valores inferiores aos registados nos últimos anos para todos os indicadores de continuidade de serviço.

No que diz respeito à qualidade da energia elétrica, tal como no ano anterior, em 2020 foram identificados, tanto no RNT como na RND, alguns incumprimentos dos valores regulamentares, nomeadamente os relativos aos valores de tremulação, ao valor eficaz da tensão e às tensões harmónicas.

Anexos

Anexo 1 – Pressupostos do RMSA-E 2022

Anexo 2 – Contributos REN para o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023-2040

[página em branco]

Anexo 1

Pressupostos do RMSA-E 2022

RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL 2022 - PERÍODO 2023-2040 (RMSA-E 2022)

CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte e âmbito territorial

O estudo terá o horizonte 2023-2040, com detalhe anual em 2023, 2025, 2027, 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.

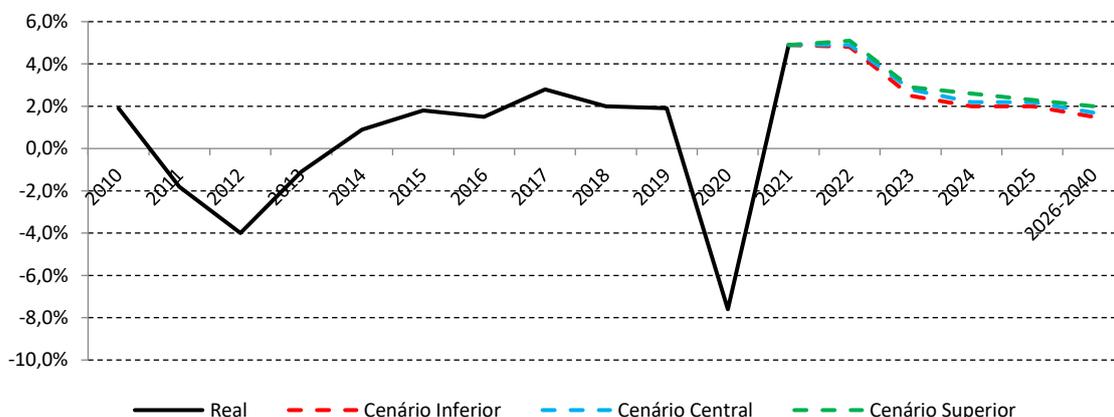
2. Cenários macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos que servirão de base à definição dos cenários de procura do RMSA-E 2022 são os seguintes:

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

	2022	2023	2024	2025	2026-2040
Cenário Inferior	4,8%	2,5%	2,0%	2,0%	1,5%
Cenário Central	4,9%	2,8%	2,2%	2,2%	1,7%
Cenário Superior	5,1%	2,9%	2,6%	2,3%	2,0%

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

	2022	2023	2024	2025	2026
Banco de Portugal (Boletim Económico, março 2022)	4,9%	2,9%	2,0%		
Comissão Europeia (<i>European Economic Forecast, Winter 2022</i> , fevereiro 2022)	5,5%	2,6%			
OCDE (<i>Economic Outlook- Volume 2021 Issue 2</i> , dezembro 2021)	5,8%	2,8%			
FMI (<i>World Economic Outlook, october 2021</i>)	5,1%	2,5%	2,2%	2,0%	1,8%
Conselho das Finanças Públicas (Perspetivas económicas e orçamentais 2022-2026, março 2022)	4,8%	2,8%	2,6%	2,3%	1,7%
Ministério das Finanças (Programa de Estabilidade 2021-2025, abril 2021)	4,9%	2,8%	2,4%	2,2%	

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 2021 publicados pelo INE, aponta para a seguinte evolução para o período 2021-2040:

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

	2021	2030	2035	2040
Impostos	12,8%	11,8%	11,8%	11,8%
Agricultura, Silvicultura e Pescas	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
Indústria	15,8%	15,5%	15,5%	15,5%
Construção e Obras Públicas	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%
Serviços	65,3%	66,6%	66,6%	66,6%

3. Pressupostos de oferta

Os cenários de oferta do RMSA-E 2022 terão em consideração os seguintes pressupostos:

- Nos cenários Conservador e Ambição considera-se a capacidade instalada, a capacidade licenciada e a capacidade em licenciamento (dados de 17 de fevereiro de 2022, referentes a 31 de dezembro de 2021) e no Teste de Stress a capacidade instalada acrescida dos novos centros eletroprodutores em construção ou que se prevê iniciem a sua construção até 31 de dezembro de 2022;
- 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;

- 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, acomodando a previsão estabelecida no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) sobre esta matéria¹;
 - (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.

Tabela 4 – Datas de comissionamento de grandes centrais hídricas

Centro Electroprodutor	Promotor	Previsão de entrada em serviço	Capacidade instalada (MW)
Gouvães	Iberdrola	2022	880
Daivões	Iberdrola	2022	114
Alto Tâmega (Vidago)	Iberdrola	2024	160*

* Entrada em serviço industrial do 1.º grupo em janeiro de 2024 e do 2.º grupo em março de 2024

- 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 2021, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento, cuja previsão de entrada em funcionamento se apresenta na tabela 5.

Em ambos os cenários, para a capacidade FER licenciada e em licenciamento consideraram-se igualmente as capacidades atribuídas no âmbito dos leilões de reserva de capacidade para produção fotovoltaica realizados em junho de 2019 e agosto de 2020, dos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede entretanto emitidos pelo 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 dos acordos já formalizados entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo (1.º conjunto de acordos).

¹ Será realizada uma análise de sensibilidade à oferta no cenário Ambição considerando a desclassificação da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro na data de fim do contrato de aquisição de energia (março de 2024).

Tabela 5 – Capacidade FER e cogeração licenciada e em licenciamento - Previsão de entrada em produção (Potência de ligação em MW)

Tecnologia (MW)	2022	2023	2024	2025	2026	2027		2030
Cogeração não renovável	1	0	0	0	0	0		0
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	0	0	0	0	0	0		0
Eólica onshore*	65	74	255	0	0	0		0
Eólica offshore	0	0	25	0	0	0		0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0		0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0		0
Biomassa (s/ cogeração)	16	0	0	0	0	0		0
Biogás (s/ cogeração)	0	0	0	0	0	0		0
Fotovoltaico (PV)**	1 162	597	2 896	670	3 767	0		0
Fotovoltaico Concentração (CPV)	0	0	0	0	0	0		0
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0		0
Ondas	0	0	1	0	0	0		0
Geotermia	0	0	0	0	0	0		0
Total	1 244	672	3 177	670	3 767	0		0

* Inclui projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade ao abrigo do n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019.

** Inclui projetos do Leilão Solar de 2019 e do Leilão Solar de 2020 que ainda não obtiveram licença de produção, projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade ao abrigo do n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019, bem como projetos para os quais foram formalizados acordos ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo.

Nos cenários Conservador e Ambição considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos no PNEC para 2030 serão atingidos nesse ano, 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 evolução da capacidade FER (centralizada e distribuída) a instalar no período 2023-2030, para além da prevista no âmbito de processos de licenciamento, assumiram-se, nos cenários Conservador e Ambição, quando aplicável, os patamares de referência de 43% e 65% em 2025 e 2027 respetivamente, correspondentes à diferença entre o valor a atingir em 2030 e o valor previsto em 2020, de acordo com o definido 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.

Para a evolução da capacidade FER centralizada, entre 2030 e 2040 considerou-se, no cenário Ambição, um aumento de capacidade instalada correspondente a metade da diferença entre a capacidade prevista para 2030 e os objetivos de capacidade instalada em 2050, estabelecidos no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa o objetivo para 2030 definido no PNEC em ano anterior. No cenário Conservador assumiu-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2050 no RNC 2050 apenas serão atingidos em 2055.

No caso da capacidade FER distribuída, tendo em conta a incerteza, no médio a longo prazo (2030-2040), associada ao desenvolvimento do autoconsumo coletivo e das comunidades de energia renovável, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização

e o funcionamento do SEN, e apesar do elevado ritmo de progressão do mercado nesta vertente, em particular no setor industrial, foi considerada, entre 2030 e 2040, uma evolução mais lenta do que para a FER centralizada, com um crescimento aproximado ao verificado no período 2025-2030 (tanto para o cenário Ambição, como para o cenário Conservador).

- Relativamente à cogeração não renovável, assume-se uma redução da capacidade instalada entre 2021 e 2040 em ambos os cenários, tendo em conta, em particular, o atual enquadramento legal e regulamentar aplicável à cogeração, que deverá resultar na perda de remuneração garantida de uma parte da capacidade instalada de cogeração a gás natural. Esta redução foi igualmente considerada no Teste de Stress.
- No que respeita ao armazenamento de eletricidade, tendo 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, foram estabelecidos os cenários de evolução da capacidade de armazenamento que constam na seguinte tabela.

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

	2022	2025	2027	2030	2040
Cenário Ambição	0	100	150	200	500
Cenário Conservador	0	100	150	200	300

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 2021-2040:

Tabela 7 – Previsão da evolução da capacidade no período 2021-2040 - CENÁRIO CONSERVADOR (MW)

Tecnologia (MW)	2021	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	3 829	2 839	2 311	1 783
Tapada Outeiro C.C.	990	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	0,5
Total Térmica	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 312	1 784					
Cogeração não renovável	665	658	645	632	618	608	598	554	510	465	416	399
Cogeração renovável	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510
Total Cogeração	1 175	1 168	1 155	1 142	1 128	1 118	1 108	1 064	1 020	975	926	909
Grandes Hídricas**	6 394	7 388	7 388	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548
Gouvães	0	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Daivões	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160
<i>das quais reversíveis</i>	2 713	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)***	611	611	611	611	611	611	611	611	611	611	611	611
Total Hídrica	7 005	7 999	7 999	8 159	8 159	8 159	8 159	8 159	8 159	8 159	8 159	8 159
Eólica onshore***	5 503	5 568	5 642	5 898	6 893	7 280	7 668	8 079	8 490	8 901	9 721	10 541
Eólica offshore***	25	25	25	50	126	152	178	205	233	260	468	676
Total Eólica	5 528	5 593	5 667	5 948	7 019	7 432	7 846	8 284	8 723	9 161	10 189	11 217
Resíduos Sólidos Urbanos***	77	77	77	77	81	81	81	81	81	81	126	171
Biomassa (s/ cogeração)***	221	237	237	237	280	284	288	292	296	300	466	632
Biogás (s/ cogeração)***	79	79	79	79	97	97	97	97	97	97	151	204
Fotovoltaico (PV)***	1 047	2 209	2 806	5 703	6 373	10 140	10 301	10 463	10 624	10 786	11 432	12 078
Fotovoltaico Concentração (CPV)***	16	16	16	16	224	277	330	387	443	500	500	500
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	0	0	0	129	162	195	230	265	300	386	471
Total Solar	1 063	2 225	2 822	5 718	6 725	10 579	10 827	11 080	11 333	11 586	12 318	13 049
Ondas***	0	0	0	1	30	38	46	54	62	70	90	110

Geotermia***	0	0	0	0	26	32	39	46	53	60	48	36
Produção Distribuída****	564	692	827	962	1 098	1 274	1 451	1 638	1 826	2 013	2 887	3 743
Fotovoltaico (PV)***	557	683	817	951	1 085	1 261	1 438	1 625	1 813	2 000	2 875	3 731
Hídrica***	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Biomassa***	0,0	1,1	2,7	4,4	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Biogás***	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Armazenamento	0	0	0	0	100	125	150	167	183	200	250	300
TOTAL	19 540	21 899	22 692	26 152	28 573	33 049	33 921	34 791	35 661	35 542	37 920	40 314
<i>do qual Renovável</i>	<i>15 046</i>	<i>17 411</i>	<i>18 218</i>	<i>21 691</i>	<i>24 125</i>	<i>28 611</i>	<i>29 493</i>	<i>30 407</i>	<i>31 322</i>	<i>32 237</i>	<i>35 193</i>	<i>38 131</i>
<i>do qual Não-Renovável</i>	<i>4 494</i>	<i>4 488</i>	<i>4 474</i>	<i>4 461</i>	<i>4 448</i>	<i>4 438</i>	<i>4 428</i>	<i>4 384</i>	<i>4 339</i>	<i>3 305</i>	<i>2 727</i>	<i>2 183</i>

* Capacidade máxima

** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Caniçada

***Potência de ligação

**** 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 2021-2040:

Tabela 8 – Previsão da evolução da capacidade no período 2021-2040 - CENÁRIO AMBIÇÃO (MW)

Tecnologia (MW)	2021	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	3 829	2 839	2 179	1 519
Tapada Outeiro C.C.	990	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	0,5
Total Térmica	3 829	2 839	2 180	1 520								
Cogeração não renovável	665	658	645	632	618	608	598	554	510	465	366	332
Cogeração renovável	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510
Total Cogeração	1 175	1 168	1 155	1 142	1 128	1 118	1 108	1 064	1 020	975	876	842
Grandes Hídricas**	6 394	7 388	7 388	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548
Gouvães	0	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Daivões	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114

Alto Tâmega (Vidago)	0	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160
<i>das quais reversíveis</i>	2 713	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)***	611	611	611	611	611	611	611	611	611	611	611	611
Total Hídrica	7 005	7 999	7 999	8 159								
Eólica onshore***	5 503	5 568	5 642	5 898	6 893	7 280	7 668	8 079	8 490	8 901	9 926	10 951
Eólica offshore***	25	25	25	50	126	152	178	205	233	260	520	780
Total Eólica	5 528	5 593	5 667	5 948	7 019	7 432	7 846	8 284	8 723	9 161	10 446	11 731
Resíduos Sólidos Urbanos***	77	77	77	77	81	81	81	81	81	81	137	193
Biomassa (s/ cogeração)***	221	237	237	237	280	284	288	292	296	300	508	715
Biogás (s/ cogeração)***	79	79	79	79	97	97	97	97	97	97	164	231
Fotovoltaico (PV)***	1 047	2 209	2 806	5 703	6 373	10 140	10 301	10 463	10 624	10 786	11 594	12 401
Fotovoltaico Concentração (CPV)***	16	16	16	16	224	277	330	387	443	500	500	500
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	0	0	0	129	162	195	230	265	300	471	642
Total Solar	1 063	2 225	2 822	5 718	6 725	10 579	10 827	11 080	11 333	11 586	12 565	13 543
Ondas***	0	0	0	1	30	38	46	54	62	70	110	150
Geotermia***	0	0	0	0	26	32	39	46	53	60	45	30
Produção Distribuída****	564	692	827	962	1 098	1 274	1 451	1 638	1 826	2 013	2 928	3 843
Fotovoltaico (PV)***	557	683	817	951	1 085	1 261	1 438	1 625	1 813	2 000	2 915	3 830
Hídrica***	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Biomassa***	0,0	1,1	2,7	4,4	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Biogás***	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Armazenamento	0	0	0	0	100	125	150	167	183	200	350	500
TOTAL	19 540	21 899	22 692	26 152	28 573	33 049	33 921	34 791	35 661	35 542	38 466	41 457
do qual Renovável	15 046	17 411	18 218	21 691	24 125	28 611	29 493	30 407	31 322	32 237	35 921	39 605
do qual Não-Renovável	4 494	4 488	4 474	4 461	4 448	4 438	4 428	4 384	4 339	3 305	2 545	1 852

* Capacidade máxima.

** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Caniçada

*** Potência de ligação

**** 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 da 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 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 iniciem a sua construção até 31 de dezembro de 2022. No caso das Grandes Hídricas, para além da capacidade instalada, foram consideradas as capacidades das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, atualmente em construção, com previsão de entrada em exploração comercial em 2022 (Gouvães e Daivões) e início de 2024 (Alto Tâmega). O horizonte temporal considerado para o Teste de Stress são os próximos cinco anos (2023-2027), 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 2021-2027 – TESTE DE STRESS (MW)

Tecnologia (MW)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	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	3 829	2 839	2 839	2 839
Cogeração não renovável	665	632	598	565	532	499	465
Cogeração renovável	510	510	510	510	510	510	510
Total Cogeração	1 175	1 142	1 108	1 075	1 042	1 009	975
Grandes Hídricas**	6 394	7 388	7 388	7 548	7 548	7 548	7 548
Gouvães	0	880	880	880	880	880	880
Daivões	0	114	114	114	114	114	114
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	0	160	160	160	160
<i>das quais reversíveis</i>	2 713	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)***	611	611	611	611	611	611	611
Total Hídrica	7 005	7 999	7 999	8 159	8 159	8 159	8 159
Eólica onshore***	5 503	5 568	5 642	5 709	5 709	5 709	5 709
Eólica offshore***	25	25	25	25	25	25	25
Total Eólica	5 528	5 593	5 667	5 734	5 734	5 734	5 734
Resíduos Sólidos Urbanos***	77	77	77	77	77	77	77

Biomassa (s/ cogeração)***	221	237	237	237	237	237	237
Biogás (s/ cogeração)***	79	79	79	79	79	79	79
Fotovoltaico (PV)***	1 047	2 209	2 806	3 074	3 074	3 324	3 324
Fotovoltaico Concentração (CPV)***	16	16	16	16	16	16	16
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	0	0	0	0	0	0
Total Solar	1 063	2 225	2 822	3 090	3 090	3 340	3 340
Ondas***	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia***	0	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída****	564	692	827	962	962	962	962
Fotovoltaico (PV)***	557	683	817	951	951	951	951
Hídrica***	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Biomassa***	0,0	1,1	2,7	4,4	4,4	4,4	4,4
Biogás***	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Armazenamento	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	19 540	21 872	22 646	23 243	22 219	22 436	22 403
do qual Renovável	15 046	17 411	18 218	18 848	18 848	19 098	19 098
do qual Não-Renovável	4 494	4 461	4 428	4 395	3 371	3 338	3 305

* Capacidade máxima

** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Caniçada

*** Potência de ligação

**** 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) e do consumo dos eletrolisadores para produção de hidrogénio verde ligados à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Outros instrumentos e estratégias são tidos em conta no presente RMSA-E.

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 contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, parte da mesma interligada com o SEN, e como tal, será necessário avaliar os respetivos impactos.

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	
2022-2030	2031-2040	2022-2030	2031-2040
4057	6606	3246	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 2022-2030 e 2031-2040 (em ambos os cenários).

No que diz respeito às poupanças de eletricidade nos restantes setores, no período 2022-2030, 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 2018-2020 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 2018 e 2020.

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	
2022-2030	2031-2040	2022-2030	2031-2040
1269	440	1015	350

Fonte: Estimativa DGEG

4.2. 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, de que resultaram os valores apresentados nas tabelas seguintes.

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

Embora em anteriores RMSA-E a evolução do número de veículos PHEV no cenário Ambição tenha estado alinhada com as projeções consideradas no PNEC, no atual exercício tem-se em conta a informação pública sobre os planos estratégicos dos fabricantes, que na sua maior parte pretende apostar nos BEV, eliminando os modelos com motores a combustão nos próximos anos, o que resulta numa penetração mais lenta no segmento dos PHEV. A evolução das vendas de veículos BEV no cenário Ambição é coerente com a meta de incorporação de 20% de energias renováveis no consumo final bruto de energia nos transportes em 2030, definida no PNEC, sendo assumido, nesse cenário, um crescimento contínuo das vendas desses veículos. O cenário Conservador prevê uma evolução mais conservadora da penetração de veículos BEV e PHEV. No cenário Ambição a mobilidade partilhada tem um papel crescente ao longo da década, ao passo que no cenário Continuidade se assume a manutenção do paradigma atual de mobilidade individualizada (o efeito da mobilidade partilhada e utilização de veículos autónomos é considerada na quilometragem média anual do tipo de veículo em causa).

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 BEV		Total N.º
	BEV		PHEV		N.º	km (média anual)	
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo elétrico)			
2021	40257	10019	46650	5000	1548	9803	93270
2022	64000	10776	55000	5100	4000	10333	123000
2023	87000	11421	65000	5200	8500	10758	160500
2024	115500	11966	75000	5300	16000	11097	206500
2025	149000	12422	85000	5400	25000	11367	263000
2026	200000	12802	100000	5500	34000	11582	344000
2027	265000	13120	115000	5600	44000	11756	441500
2028	347000	13385	130000	5700	56500	11896	561500
2029	442000	13610	145000	5800	70500	12011	697500
2030	551000	13800	160000	5900	86000	12106	851000
2035	973000	14587	210000	6000	163500	12474	1601000
2040	1158700	15130	250000	6000	231000	12702	2210200

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 BEV		Total N.º
	BEV		PHEV		N.º	km (média anual)	
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo elétrico)			
2021	40257	10019	46650	5000	1548	9803	93270
2022	79500	10776	65000	5100	4000	10333	228500
2023	120900	11825	90000	5200	19500	10758	406400
2024	165800	12386	130000	5300	50000	11097	620800

2025	216150	12848	175000	5400	85000	11367	863150
2026	298885	13292	225000	5500	119500	11582	1116385
2027	414500	13675	275000	5600	160000	11756	1387500
2028	560400	13989	330000	5700	206000	11896	1673400
2029	736300	14246	390000	5800	257000	12011	1972300
2030	937000	14456	450000	5900	313500	12106	2279500
2035	1629000	15686	400000	6000	550000	12474	3067000
2040	2109000	15892	340000	6000	728000	12702	3177000

Tabela 14 – Previsão de evolução dos veículos pesados de passageiros BEV nos cenários Conservador e Ambição

	Pesados de passageiros BEV		
	Conservador	Ambição	km (média anual)
	Nº	Nº	
2021	90	90	30525
2022	140	220	30931
2023	160	410	32 000
2024	181	621	33 000
2025	213	816	34 000
2026	246	1037	35 000
2027	283	1282	36 000
2028	321	1549	37 000
2029	361	1838	38 500
2030	403	2147	40 000
2035	638	3898	45 000
2040	900	5880	50 000

Tabela 15 – Previsão de evolução dos veículos pesados de mercadorias BEV nos cenários Conservador e Ambição

	Pesados de mercadorias BEV		
	Conservador	Ambição	km (média anual)
	Nº	Nº	
2021	10	10	20 000
2022	13	16	20 000
2023	20	30	30 000
2024	30	50	32 500
2025	45	80	35 000
2026	85	170	37 500
2027	135	270	40 000
2028	195	390	42 500
2029	265	530	45 000
2030	345	690	47 500

2035	945	1890	55 000
2040	1805	3610	70 000

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

	Navios fluviais de passageiros BEV	
	Conservador	Ambição
	Nº	Nº
2022	0	0
2023	3	3
2024	8	8
2025	10	10
2026	10	10
2027	10	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 2021 e são determinadas com base na evolução prevista da capacidade instalada para os três cenários de oferta. Estima-se que em 2021 o autoconsumo das instalações de cogeração tenha atingido 1081 GWh⁴. Quanto ao autoconsumo de centrais térmicas, excluindo as Grandes Térmicas, estima-se que, nesse ano, tenha atingido os 1295 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 2021, em

³ Na ausência de informação adicional, foram considerados os valores apresentados no RMSA-E 2021 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.

⁴ 487 GWh relativos a cogeração a gás natural, 402 GWh a cogeração com fontes de energia renovável e 192 GWh a cogeração com outras fontes não renováveis (resíduos industriais e outros resíduos não renováveis).

Portugal Continental, era de cerca de 707 MW⁵ e a produção estimada em 2021 de aproximadamente 768 GWh⁶.

Os valores obtidos para o período em análise encontram-se na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.17**.

Tabela 17 – Previsão de evolução do autoconsumo (GWh)

Anos	Cenário Conservador				Cenário Ambição				Cenário Superior Ambição -Teste de Stress			
	Grandes Instalações	Produção descentralizada	H2, data centers e outros	Total	Grandes Instalações	Produção descentralizada	H2, data centers e outros	Total	Grandes Instalações	Produção descentralizada	H2, data centers e outros	Total
2023	1 197	894	143	2 234	1 197	894	248	2 339	1 154	648	248	2 049
2024	1 185	1 087	681	2 953	1 185	1 087	864	3 136	1 125	773	864	2 762
2025	1 195	1 280	1 200	3 675	1 203	1 280	2 075	4 558	1 095	773	2 075	3 943
2026	1 196	1 503	2 694	5 393	1 196	1 503	4 665	7 364	1 065	773	4 665	6 504
2027	1 189	1 755	3 306	6 250	1 189	1 755	6 286	9 230	1 034	773	6 286	8 094
2028	1 152	2 014	3 567	6 732	1 152	2 014	6 770	9 935				
2029	1 114	2 282	3 980	7 376	1 114	2 282	7 518	10 914				
2030	1 075	2 549	4 088	7 712	1 075	2 549	7 736	11 361				
2035	1 175	3 738	4 439	9 353	1 166	3 857	8 396	13 419				
2040	1 305	5 018	4 790	11 112	1 316	5 162	9 050	15 528				

4.4. Hidrogénio verde – Novos grandes consumos ligados à RESP

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 parte desta será efetuada com produção dedicada e outra interligada com o SEN. A produção a partir de eletricidade proveniente de ligação ao SEN leva a que os consumos daí decorrentes devam ser vertidos no presente exercício.

Da opinião recolhida junto dos principais promotores constituídos na presente data, constatou-se que, para a maximização do valor dos projetos, uma parte importante (com destaque para os descentralizados) prevê a instalação de FER para produção própria, e em alguns casos com sistemas híbridos, para o abastecimento dos eletrolisadores para a produção de hidrogénio, privilegiando uma operação sem ligação à rede. Não obstante, e com base na informação disponível na EN-H2 e até ao momento, existirá parte da capacidade interligada a consumir a partir da RESP. Assim, para efeitos do RMSA-E 2022, foram considerados os cenários de evolução da potência instalada de eletrolisadores que constam da tabela seguinte.

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

	2023	2025	2027	2030	2040
Cenário Ambição	100*	450	1040	1250	1500
Cenário Conservador	100*	225	430	520	630

⁵ 56,3 MW relativos a UPP, 480,1 MW a UPAC e 170,2 MW a unidades de micro/mini produção.

⁶ 243,3 GWh relativos a micro/mini produção, com 1429 horas de utilização por ano, 86,4 GWh a UPP, com 1536 horas de utilização por ano e 438,2 GWh a UPAC, com 913 horas de utilização por ano.

* Capacidade instalada até final de 2023

Para efeitos de cenarização da procura e da sua simulação foram considerados os perfis de utilização previstos pelos maiores projetos de eletrolisadores 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 que no cenário Ambição considerou-se que os mesmos seriam abastecidos 35% diretamente pela RESP e os restantes 65% através de produção própria.

Para o cenário Ambição, considera-se ainda uma análise de sensibilidade, em termos de segurança de abastecimento, a um consumo da RESP de cerca de 75% (trajetória Superior Ambição – ver capítulo 6), para os anos de 2027 e 2030.

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

4.5. *Datacenters* e outros grandes consumos

Da opinião recolhida junto dos principais promotores constatou-se que, para a maximização do valor dos projetos, uma parte importante destes prevê a instalação de FER para produção própria, e em alguns casos com sistemas híbridos, para o abastecimento dos consumos, privilegiando uma operação com ligação à RESP limitada em termos de consumo global de energia.

Na tabela seguinte apresentam-se os cenários de evolução da potência instalada em *datacenters* e outros grandes consumidores com ligação à RESP.

Tabela 19 – Capacidade instalada de *datacenters* e de outros grandes consumidores interligada com a RESP (MW)

	2023	2025	2027	2030	2040
Cenário Ambição	56	185	425	605	726
Cenário Conservador	28	93	213	303	363

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.

Para o cenário Ambição, considera-se ainda uma análise de sensibilidade, em termos de segurança de abastecimento, a um consumo da rede de cerca de 75% (trajetória superior ambição – ver capítulo 6), para os anos de 2027 e 2030.

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

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	
	GWh		GWh	GWh		tvh ⁷	GWh	%	GWh
2023	947	303	47 943	1,3%	2234	4 699	9,3%	50 408	0,6%
2024	1 420	417	49 160	2,5%	2953	4 724	9,3%	50 932	1,0%
2025	1 894	553	50 383	2,5%	3675	4 749	9,2%	51 458	1,0%
2026	2 367	747	52 821	4,8%	5393	4 796	9,2%	52 224	1,5%
2027	2 841	989	54 135	2,5%	6250	4 816	9,1%	52 701	0,9%
2028	3 314	1 296	55 052	1,7%	6732	4 832	9,1%	53 152	0,9%
2029	3 788	1 654	56 228	2,1%	7376	4 859	9,0%	53 710	1,1%
2030	4 261	2 065	57 054	1,5%	7712	4 880	9,0%	54 221	1,0%
2035	7 079	3 746	60 261		9353	5 035	9,0%	55 943	
2040	9 896	4 671	62 843		11 112	5 116	9,0%	56 847	

Tabela 21 – Cenário Central Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh		GWh	GWh		tvh ⁸	GWh	%	GWh
2023	1 184	460	48 054	1,7%	2339	4 699	9,3%	50 415	0,8%
2024	1 775	736	49 546	3,1%	3136	4 745	9,3%	51 155	1,5%
2025	2 367	1 055	52 005	5,0%	4558	4 824	9,2%	52 271	2,2%
2026	2 959	1 483	56 551	8,7%	7364	4 974	9,2%	54 161	3,6%
2027	3 551	2 041	59 741	5,6%	9230	5 080	9,1%	55 590	2,6%
2028	4 142	2 732	61 319	2,6%	9935	5 139	9,1%	56 522	1,7%
2029	4 734	3 556	63 442	3,5%	10914	5 224	9,0%	57 753	2,2%
2030	5 326	4 492	64 866	2,2%	11361	5 292	9,0%	58 797	1,8%
2035	8 849	7 701	69 443		13419	5 541	9,0%	61 565	
2040	12 372	10 016	73 248		15 528	5 709	9,0%	63 429	

Tabela 22 – Cenário Superior Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh		GWh	GWh		tvh ⁹	GWh	%	GWh
2023	1 184	460	48 374	1,9%	2339	4 732	9,3%	50 768	1,0%
2024	1 775	736	49 992	3,3%	3136	4 791	9,3%	51 646	1,7%
2025	2 367	1 055	52 490	5,0%	4558	4 874	9,2%	52 805	2,2%
2026	2 959	1 483	57 137	8,9%	7364	5 033	9,2%	54 806	3,8%
2027	3 551	2 041	60 431	5,8%	9230	5 149	9,1%	56 350	2,8%
2028	4 142	2 732	62 116	2,8%	9935	5 219	9,1%	57 399	1,9%
2029	4 734	3 556	64 350	3,6%	10914	5 315	9,0%	58 751	2,4%
2030	5 326	4 492	65 887	2,4%	11361	5 393	9,0%	59 919	2,0%

⁷ Taxa de variação homóloga

⁸ Taxa de variação homóloga

⁹ Taxa de variação homóloga

2035	8 849	7 701	71 087		13419	5 703	9,0%	63 371	
2040	12 372	10 016	75 608		15 528	5 942	9,0%	66 022	

Tabela 23 – Cenário Inferior Conservador

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh	GWh	GWh	tvh ¹⁰	GWh	GWh	%	GWh	tvh
2023	947	303	47 686	1,1%	2234	4 672	9,3%	50 125	0,4%
2024	1 420	417	48 840	2,4%	2953	4 691	9,3%	50 578	0,9%
2025	1 894	553	49 997	2,4%	3675	4 710	9,2%	51 032	0,9%
2026	2 367	747	52 368	4,7%	5393	4 750	9,2%	51 725	1,4%
2027	2 841	989	53 613	2,4%	6250	4 763	9,1%	52 127	0,8%
2028	3 314	1 296	54 459	1,6%	6732	4 773	9,1%	52 500	0,7%
2029	3 788	1 654	55 563	2,0%	7376	4 792	9,0%	52 979	0,9%
2030	4 261	2 065	56 315	1,4%	7712	4 807	9,0%	53 409	0,8%
2035	7 079	3 746	59 122		9353	4 922	9,0%	54 692	
2040	9 896	4 671	61 253		11 112	4 959	9,0%	55 100	

Tabela 24 – Cenário Superior Ambição – Teste de Stress

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh	GWh	GWh	tvh ¹¹	GWh	GWh	%	GWh	tvh
2023	1 184	460	48 374	1,9%	2049	4 762	9,3%	51 087	1,2%
2024	1 775	736	49 992	3,3%	2762	4 829	9,3%	52 058	1,9%
2025	2 367	1 055	52 490	5,0%	3943	4 936	9,2%	53 483	2,7%
2026	2 959	1 483	57 137	8,9%	6504	5 120	9,2%	55 753	4,2%
2027	3 551	2 041	60 431	5,8%	8094	5 263	9,1%	57 600	3,3%

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 inicie a construção até final de 2022, 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 AIE.

¹⁰ Taxa de variação homóloga

¹¹ Taxa de variação homóloga

5.1. Preços dos combustíveis

Tabela 25 – Previsão de evolução dos preços dos principais combustíveis

	PETRÓLEO ¹² USD ₂₀₂₁ /bbl	GÁS NATURAL ¹³ CIF RNTIAT USD ₂₀₂₁ /MBtu
2022	82	31,0
2023	76	19,7
2024	78	13,3
2025	80	7,3
2026	82	7,5
2027	83	7,7
2028	85	7,8
2029	87	8,0
2030	89	8,2
2035	92	8,6
2040	95	9,0

Nota: No ano de 2022 considerou-se a média dos preços spot verificados até à data com a média dos futuros para maturidades posteriores. No ano de 2023 os preços resultam da média de cotações de futuros. (Crude Brent; GN TTF – *Title Transfer Capacity* e NBP – *National Balancing Point*)

5.2. Preços das Licenças de CO₂

Os preços das licenças de CO₂ para o período 2023-2028 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 16 de março de 2022) e apresentados na Tabela 26.

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

	Unid.	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Preço	€/t	79,00	80,75	84,20	87,70	91,20	94,70

No horizonte 2040 assumiu-se o valor do *Stated Policies Scenario - European Union* da Agência Internacional de Energia, publicado no *World Energy Outlook 2021*, de 75 USD₂₀₂₀/t, convertido para euros com base na cotação média euro/dólar verificada em 2020.

Todos estes valores foram revistos para preços de 2021 e, de seguida, os valores para os anos intermédios foram obtidos por interpolação linear.

¹² Com base na tendência de evolução prevista do preço no *Stated Policies Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no *World Energy Outlook 2021*. Preços revistos para preços de 2021 com base no índice de preços no consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE.

¹³ Na fronteira Portugal-Espanha para o GN e à entrada do terminal de Sines para o GNL

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

	Unid.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2030	2035	2040
Preço	€ ₂₀₂₁ /t	75,4	75,9	78,1	80,2	82,2	84,2	81,3	73,9	66,5

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 389.º da Lei n.º 75-B de 2021. De notar que, contrariamente ao carvão, 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 2021 (€/GJ)*	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
2023	0,307	40%	0,12
≥ 2024	0,307	50%	0,15

* Na inexistência, à data, de Lei do Orçamento de Estado aprovada para o ano de 2022, são assumidos os valores definidos na Lei do Orçamento de Estado para 2021 (artigo 389.º da Lei n.º 75-B de 2021).

6. Análises e Indicadores

No RMSA-E 2022 serão analisadas três trajetórias, uma das quais inclui uma análise de sensibilidade à procura e uma outra duas análises de sensibilidade à procura e uma análise de sensibilidade à oferta, 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 2027 e 2030, com 75% do consumo dos eletrolisadores e *datacenters* e grandes consumos a abastecer pela RESP (face aos 35% do cenário base);

- c) à oferta, no estágio de 2025, correspondente à desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, na data de fim do Contrato de Aquisição de Energia (CAE), que ocorrerá em março de 2024;
- 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 inicie a construção até 31 de dezembro de 2022;

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	Trajectoria Conservadora			
Ambição			Trajectoria Ambição	Sensibilidade (*)	
Teste de Stress					Teste de Stress

(*) no âmbito do presente exercício, foi considerada uma análise de sensibilidade adicional à oferta, no estágio de 2025, correspondente à desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, na data de fim do CAE (março de 2024); em 2027 e 2030 foi considerada uma análise de sensibilidade adicional à procura com 75% do consumo dos eletrolisadores e *datacenters* e grandes consumos a abastecer pela RESP.

Serão analisados os seguintes indicadores na análise da garantia de abastecimento:

1. ICP - Índice de Cobertura Probabilístico ≥ 1 :
 - a) Metodologia probabilística – utilização do modelo RESERVAS¹⁴;
 - b) Nível de risco associado ao ICP – nível de confiança de 95% (1 ocorrência a cada 20 anos) e de 99% (1 ocorrência a cada 100 anos);
2. LOLE ≤ 5 horas (LOLE – *Loss of Load Expectation*) – utilização do modelo PS-MORA¹⁵.

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).

¹⁴ O cálculo do ICP será realizado para a Trajetória Ambição (cenário de oferta e procura) e para o Teste de Stress.

¹⁵ 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.

[página em branco]

Anexo 2

Contributos REN para o Relatório de Monitorização da
Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional
2023-2040



RMSA-E 2022

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

2023-2040

Setembro 2022



ÍNDICE

1 - ENQUADRAMENTO	6
2 - METODOLOGIAS E MODELOS	9
3 - ESTUDOS REALIZADOS	13
3.1. PROCURA	14
3.1.1 PONTAS DE CONSUMO	18
3.2. OFERTA	22
3.3. PREÇOS E TRIBUTAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS E LICENÇAS DE CO ₂	25
3.4. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO	27
3.5. TRAJETÓRIAS AVALIADAS	28
4 - RESUMO DOS PRINCIPAIS RESULTADOS	30
4.1. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO	31
4.2. AMBIENTE	38
4.3. COMPETITIVIDADE	39
5 - CONSIDERAÇÕES FINAIS	41

ANEXOS

ANEXO I – PRESSUPOSTOS GERAIS DA DGEG

ANEXO II - CENÁRIOS DE PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE PARA O PERÍODO 2022-2040

ANEXO III – PREVISÃO DAS PONTAS SÍNCRONAS DO SEN PARA O PERÍODO 2023-2040

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.....	18
FIGURA 4: PERFIS DE CARREGAMENTO DIÁRIO VE CONSIDERADOS.....	19
FIGURA 5: PERFIS DE CARREGAMENTOS VE NO CENÁRIO AMBIÇÃO 2030: VE 20-80 VERSUS VE 60-40.....	20
FIGURA 6: COMPARAÇÃO DO IMPACTE DO CONSUMO DE VE NOS RMSA-E20 A 22	20
FIGURA 7: PERFIL DIÁRIO DE CONSUMO COMBINADO DE ELETROLISADORES (H ₂ VERDE) E <i>DATACENTERS</i> E OUTROS GRANDES CONSUMOS – ANO 2030	21
FIGURA 8: CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO DAS COMPONENTES ELETROLISADORES (H ₂ VERDE) E <i>DATACENTERS</i> E OUTROS GRANDES CONSUMOS.....	21
FIGURA 9: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA OS TRÊS CENÁRIOS EM ANÁLISE.....	22
FIGURA 10: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O CENÁRIO AMBIÇÃO	23
FIGURA 11: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O CENÁRIO CONSERVADOR.....	24
FIGURA 12: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O TESTE DE STRESS	25
FIGURA 13: CARACTERIZAÇÃO RESUMIDA DAS DIFERENTES TRAJETÓRIAS AVALIADAS.....	29
FIGURA 14: ICP, LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E NECESSIDADE DE RESERVA OPERACIONAL – TESTE DE STRESS	31
FIGURA 15: ICP, LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E NECESSIDADE DE RESERVA OPERACIONAL – TRAJÉTÓRIA AMBIÇÃO	33
FIGURA 16: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E NECESSIDADE DE RESERVA OPERACIONAL – TRAJÉTÓRIA CONSERVADORA.....	34
FIGURA 17: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO	35
FIGURA 18: PERSPETIVA DE EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DE PRODUÇÃO DO SEN	35
FIGURA 19: ANÁLISE DE RESERVA OPERACIONAL E NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA - SENSIBILIDADES	36
FIGURA 20: CENÁRIO DE OFERTA DE CAPACIDADE EÓLICA E SOLAR – SENSIBILIDADE EXTRA À OFERTA	37
FIGURA 21: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO – SENSIBILIDADE EXTRA À OFERTA	37
FIGURA 22: ESTIMATIVA DA QUOTA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL PARA 2023 NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS	38
FIGURA 23: ESTIMATIVA DA QUOTA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL PARA 2030 NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS	38
FIGURA 24: EMISSÕES DE CO ₂ DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS	39
FIGURA 25: TAXA DE UTILIZAÇÃO DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS (A GÁS NATURAL)	39
FIGURA 26: TAXA DE UTILIZAÇÃO DA NTC EM 2030	40

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 <i>DATA CENTERS</i> E DE OUTROS GRANDES CONSUMIDORES INTERLIGADA COM A RESP (MW)	17
TABELA 4: PREVISÃO DE EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO GÁS NATURAL	26
TABELA 5: PREVISÃO DE EVOLUÇÃO DO PREÇO DAS LICENÇAS DE CO ₂	26
TABELA 6: TAXA DE ISP A APLICAR AO GÁS NATURAL PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE	26
TABELA 7: PREVISÃO DOS VALORES MÍNIMOS INDICATIVOS DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO..	27
TABELA 8: MEDIDAS MITIGADORAS DO LADO DA OFERTA E DA PROCURA A APLICAR	32

SIGLAS E ACRÓNIMOS

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	Direcção 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>
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>
MIBEL	Mercado Ibérico de Energia Eléctrica
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.
RESP	Rede Eléctrica de Serviço Público de Eletricidade
RMSA	Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento
RNC	Roteiro para a Neutralidade Carbónica
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
UE	União Europeia
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede
UPP	Unidades de Pequena Produção
VE	Veículos eléctricos



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 estará integralmente implementada no final de 2023, 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.

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 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 Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e o Decreto-Lei 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 (RMSA)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 à Comissão Europeia também.

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**

¹ De acordo com o DL 15/2022, a monitorização da segurança de abastecimento é objeto do RMSA, 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.

- Previsão da Procura (e pontas de consumo)
- Caracterização da Oferta
- Preços e Tributação dos combustíveis e Licenças de CO₂ 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 2023 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 Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030).



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) 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 objectivos 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 2023-2040 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*.

i. Adequacy

Na avaliação da adequação da potência disponível para cobrir a procura horária de consumo de eletricidade é utilizado o Índice de Cobertura Probabilístico da Ponta (ICP), que corresponde ao menor dos doze ICP mensais de cada ano. O padrão utilizado para verificação da adequação da capacidade do sistema para cobrir a ponta de consumos considerado é o ICP com probabilidade de excedência de 99% (correspondente a 1 ocorrência a cada 100 anos), que não deve ser inferior a 1,0. Apresenta-se também o valor do ICP com probabilidade de excedência de 95% (correspondente a 1 ocorrência a cada 20 anos).

ii. *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 contenção da frequência (*Frequency Containment Reserve - FCR*), pelas reservas de restabelecimento de frequência (*Frequency Restoration Reserve - FRR*), com activação 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, este indicador deve ser igual ou inferior a 5 horas/ano.

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 com a quantidade de água existente nas albufeiras) e a incorporação da contribuição da bombagem, quando exequível. Por outro lado, realça-se que neste exercício, foi possível introduzir no modelo a simulação do sistema espanhol completo que, por simplificação, era anteriormente considerado através de uma central fictícia (enquanto contributo da NTC).

No desenvolvimento destes estudos são utilizados três modelos de simulação: um modelo de Mercado (VALORAGUA) e dois modelos de Análise de Segurança de Abastecimento (RESERVAS e 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 aos modelos de avaliação da adequação do SEN (RESERVAS e PS-MORA);
- **RESERVAS** – Modelo de simulação probabilística de sistemas produtores mistos, em nó isolado, baseado na simulação cronológica horária de Monte-Carlo. Considera diversos cenários e preserva as relações complexas entre as principais variáveis aleatórias do problema, permitindo quantificar o risco de perda de carga do sistema (ao nível da produção). Para além da simulação tradicional de Monte-Carlo, o RESERVAS capta as

situações críticas na transição entre os períodos de tempo elementares (horas), permitindo verificar a adequabilidade dos níveis de reserva operacional disponível para enfrentar situações críticas decorrentes de variações inesperadas da potência eólica e da potência disponível após indisponibilidades fortuitas e dos erros de previsão da procura. Para estimar a potência hídrica disponível em cada aproveitamento hidroelétrico e em cada momento, utiliza as séries mensais de volumes armazenados em cada uma das albufeiras que compõem o subsistema hidroelétrico, informação resultante da otimização da gestão do sistema produtor efetuada pelo VALORAGUA. Permite obter os índices de cobertura probabilísticos da ponta do sistema (avaliação estática da segurança de abastecimento) e os índices probabilísticos clássicos de fiabilidade (avaliação da suficiência de reserva operacional para fazer face às necessidades de reserva a subir, decorrentes de incertezas quer do lado da procura, quer do lado oferta) e as distribuições de probabilidade das variáveis aleatórias subjacentes aos valores esperados que os índices representam.

- **PS-MORA** – Desenvolvido a partir do modelo RESERVAS, 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 os modelos RESERVAS e PS-MORA para quantificar os indicadores de segurança de abastecimento, considera-se a contribuição de uma capacidade de interligação entre Portugal e Espanha correspondente a 10% da *Net Transfer Capacity* (NTC) apresentada no capítulo 3.4 (Tabela 5)²⁷, 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 5, 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
- Datacenters e 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 2022-2040* e III - *Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN para o período 2023-2040*, detalham o processo de construção destes cenários e o do cálculo da previsão das pontas de consumo.

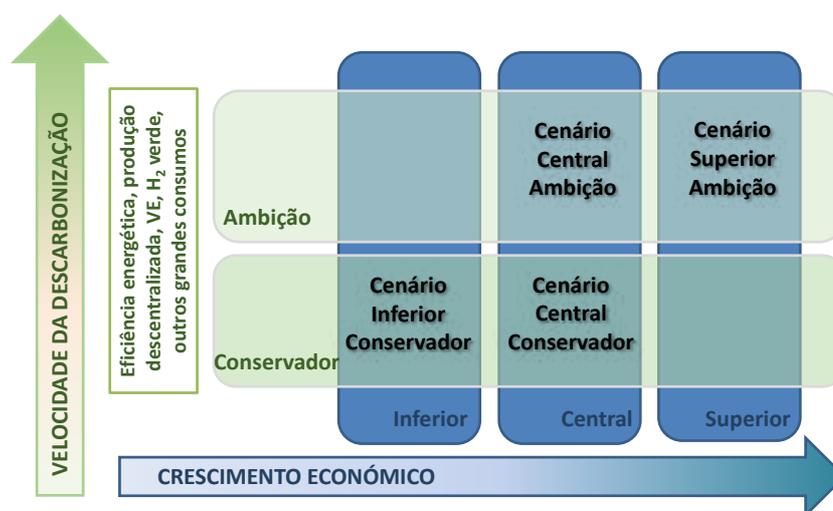


FIGURA 1: EIXOS CONSIDERADOS PARA CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA

Desta forma, a construção dos cenários apresentados na Figura 1 consideram 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 H₂ verde e de *data centers* e 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.

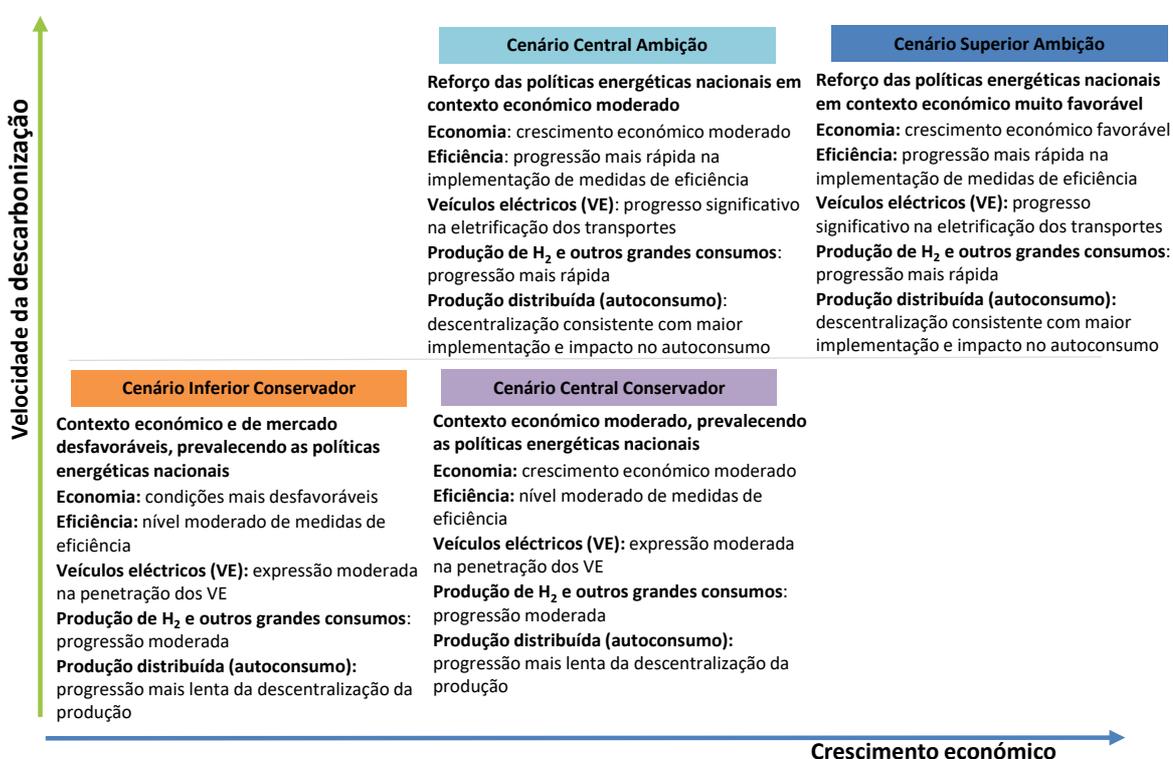


FIGURA 2: CARATERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS DA PROCURA DESENVOLVIDOS

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**, prespetivando 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.

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

Cenário	2022	2023	2024	2025	2026-2040
Cenário Superior	5.1%	2.9%	2.6%	2.3%	2.0%
Cenário Central	4.9%	2.8%	2.2%	2.2%	1.7%
Cenário Inferior	4.8%	2.5%	2.0%	2.0%	1.5%

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 ELPRE 2050, sendo que o cenário Conservador considera apenas 80% da execução dessas metas. Durante o período 2022-2030 são esperadas poupanças de eletricidade nos edifícios de 4 057 GWh e de 3 246 GWh, nos cenários Ambição e Conservador, respetivamente. No que diz respeito às poupanças de eletricidade nos restantes setores, no período 2022-2030, 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 2018 e 2020. Para o período 2022-2030 são esperadas poupanças de eletricidade (excepto edifícios) de 1 269 GWh e de 1 015 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. Embora em anteriores RMSA-E a evolução do número de veículos PHEV no cenário Ambição tenha estado alinhada com as projeções consideradas no PNEC, no atual exercício tem-se em conta a informação pública sobre os planos estratégicos dos fabricantes, que na sua maior parte pretende apostar nos BEV, eliminando os modelos com motores a combustão nos próximos anos, o que resulta numa penetração mais lenta no segmento dos PHEV. 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 do referente às grandes instalações partem do valor estimado para 2021 e são determinadas com base na evolução prevista da capacidade instalada para os três cenários de oferta. Para o 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. É também considerado o autoconsumo referente às capacidades instaladas de produção própria dos vectores produção de H₂ verde e *data centers* e outros grandes consumos. Para o cenário Ambição, prevê-se que o total de autoconsumo evolua de

cerca de 2.3 TWh em 2023 para cerca de 11.4 TWh, em 2030. Já no cenário Conservador, prevê-se uma evolução de cerca de 2.2 TWh em 2023 para cerca de 7.7 TWh em 2030.

Produção de hidrogénio por eletrólise, Datacenters e Outros grandes consumos

A EN-H2 enquadra o papel atual e futuro do H₂ no sistema energético e estabelece metas para a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, sendo que parte desta será efetuada com produção dedicada e outra interligada com o SEN. Para efeitos do RMSA-E 2022, foram considerados os cenários de evolução da potência instalada de eletrolisadores que constam da Tabela 2.

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

Cenário	2023 ²	2025	2027	2030	2040
Cenário Ambição	100	450	1 040	1 250	1 500
Cenário Conservador	100	225	430	520	630

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, contudo que, no cenário Conservador, os mesmos seriam abastecidos 25% diretamente pela RESP (aumento de consumo) e os restantes 75% através de produção própria; enquanto que no cenário Ambição considerou-se que os mesmos seriam abastecidos 35% diretamente pela RESP e os restantes 65% através de produção própria. Os mesmos pressupostos de cenarização da procura foram utilizados para consideração dos consumos provenientes de *datacenters* e outros grandes consumos, sendo que a Tabela 3 apresenta a respetiva evolução da capacidade instalada para o horizonte em estudo.

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

Cenário	2023	2025	2027	2030	2040
Cenário Ambição	56	185	425	605	726
Cenário Conservador	28	93	213	303	363

² Capacidade instalada até final de 2023

Consumo referido à produção líquida

Em 2021, 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 1.4% em termos homólogos (+1.8% corrigido do efeito de temperatura e do efeito de calendário).

Conforme ilustrado na Figura 3, prevê-se que o consumo de energia elétrica referido à produção líquida, em 2030, seja de cerca de 54 TWh no cenário central Conservador (taxa de crescimento médio anual no período de 1.0%) e cerca de 59 TWh no cenário central Ambição (taxa de crescimento médio anual no período de 2.0%), prevendo-se que, em 2040, possam ser alcançados valores de consumo de cerca de 57 TWh e de cerca de 63 TWh, nos cenários central Conservador e central Ambição, respetivamente.

Na Figura 3 quantificam-se as perspetivas da evolução do consumo referido à produção líquida de energia elétrica no período 2022-2040 para os diferentes cenários.

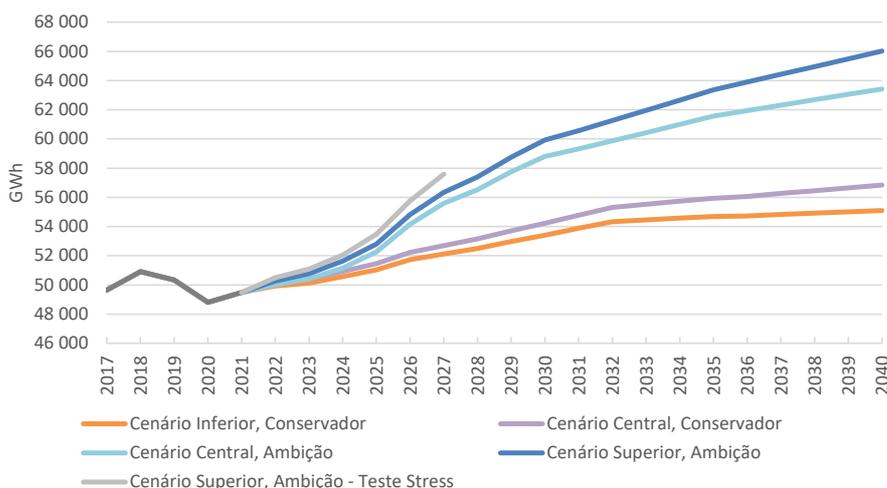


FIGURA 3: EVOLUÇÃO DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA

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 9.5% - valor estimado para 2021 - 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 *Datacenters* e 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 impactes 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.

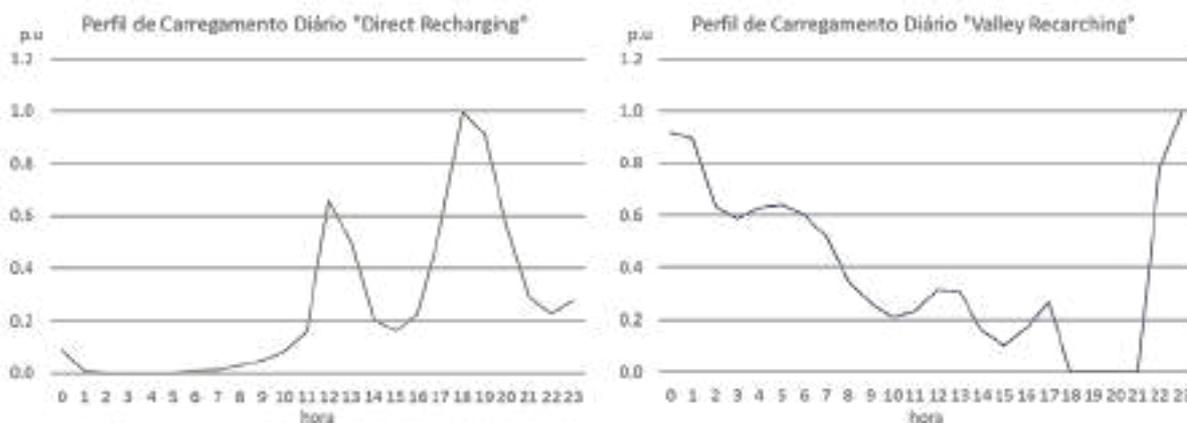


FIGURA 4: PERFIS DE CARREGAMENTO DIÁRIO VE CONSIDERADOS

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 800 MW, sendo que esse incremento será de cerca de 1 600 MW caso a estratégia de carregamento considerada seja a *VE 60-40*.

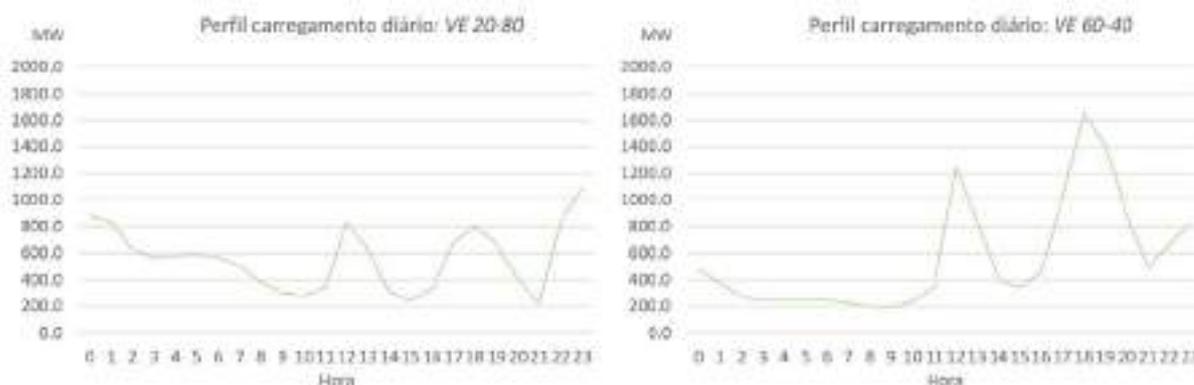


FIGURA 5: PERFIS DE CARREGAMENTOS VE NO CENÁRIO AMBIÇÃO 2030: VE 20-80 VERSUS VE 60-40

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 as tendências de evolução mais recentes à data de cada exercício RMSA-E, i.e., desde 2020 (os 3 últimos RMSA-E).

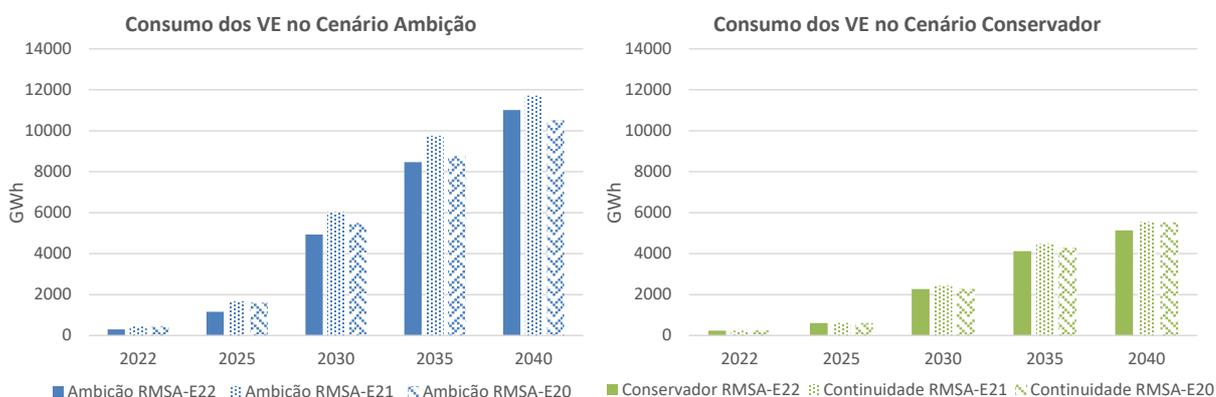


FIGURA 6: COMPARAÇÃO DO IMPACTE DO CONSUMO DE VE NOS RMSA-E20 A 22

Como referido anteriormente, também os perfis considerados de consumo elétrico para produção de H₂ verde e os perfis de consumo de *datacenters* e outros grandes consumos têm impacte 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. Na Figura 7 apresentam-se os perfis diários de consumo combinado de eletrolisadores, *datacenters* e outros grandes consumos que foram considerados neste estudo, para as Trajetórias Conservadores e Ambição, no horizonte 2030.

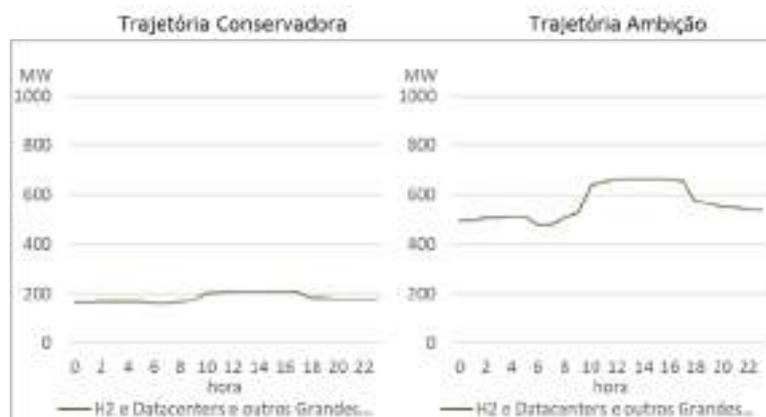


FIGURA 7: PERFIL DIÁRIO DE CONSUMO COMBINADO DE ELETROLISADORES (H₂ VERDE) E *DATA CENTERS* E OUTROS GRANDES CONSUMOS – ANO 2030

Desta forma, prevê-se que estes consumos acresçam cerca de 185 MW e 570 MW nas tradicionais horas de ponta do SEN, para o cenário Conservador e Ambição, respectivamente. Para o cenário Superior Ambição, tal como referido anteriormente, considera-se ainda uma análise de sensibilidade no horizonte 2027-2030, em termos de segurança de abastecimento, a um consumo abastecido pela RESP de cerca de 75%, elevando o consumo na hora de ponta em 2030, para cerca de 1 225 MW (acréscimo de cerca de 655 MW em relação ao cenário base).

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 *datacenters* e outros grandes consumos, obrigam a um acompanhamento constante e continuado das tendências e dos projetos em curso e em estudo. Na Figura 8 ilustra-se o consumo referente a eletrolisadores e *datacenters* e outros grandes consumos, evidenciando-se as diferenças registados relativamente ao RMSA-E 21 no que diz respeito à procura de eletricidade para produção de H₂ verde.

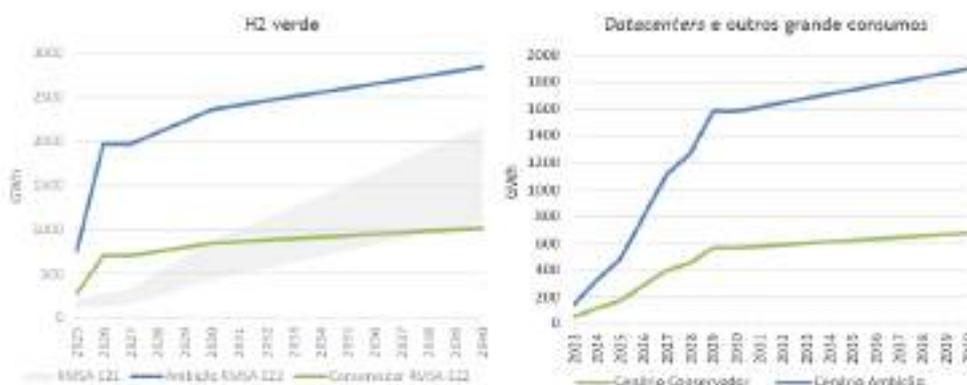


FIGURA 8: CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO DAS COMPONENTES ELETROLISADORES (H₂ VERDE) E *DATA CENTERS* E OUTROS GRANDES CONSUMOS

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 impacte 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 2023-2040*.

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 225 MW, e um agravamento máximo de cerca de 840 MW (com uma probabilidade de não excedência de 100%).

3.2. OFERTA

As perspetivas de evolução da oferta do parque eletroprodutor português considerados seguem os Pressupostos Gerais da DGEG (Anexo I), apresentando-se nesta secção os pressupostos 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 deles é ilustrada na Figura 9.

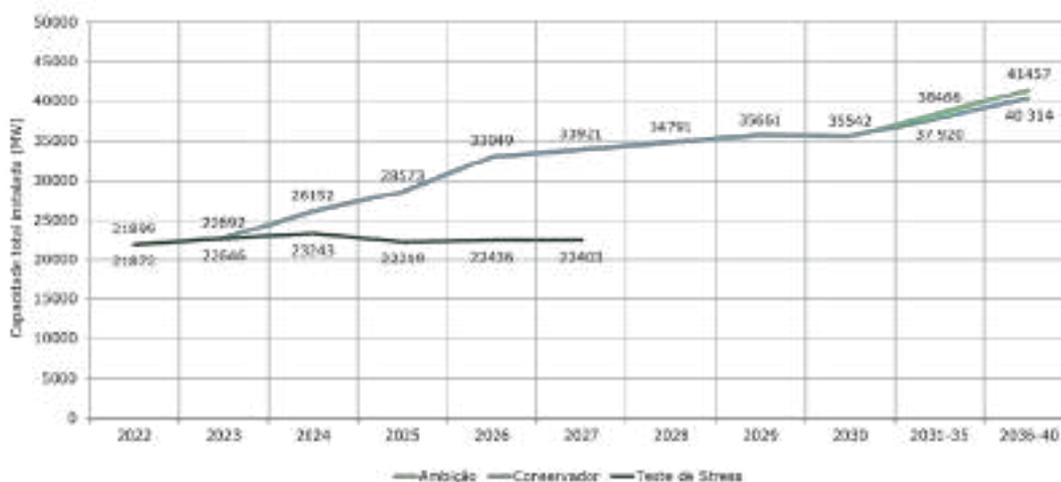


FIGURA 9: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA OS TRÊS CENÁRIOS EM ANÁLISE

Nos cenários Conservador e Ambição considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos no PNEC para 2030 serão atingidos nesse ano, 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, em que se considera os novos valores perspetivados. 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:

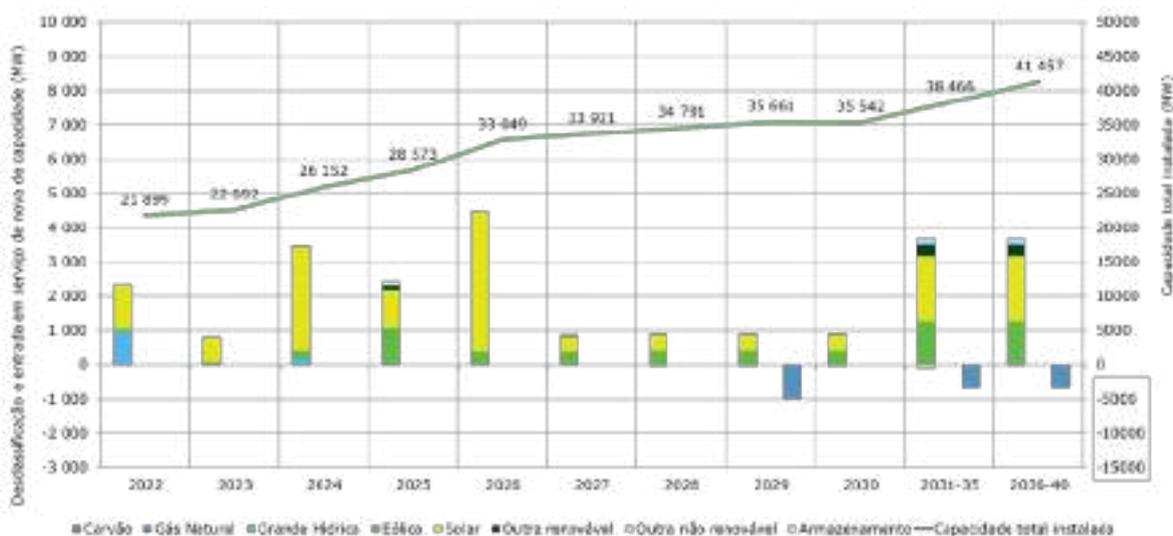


FIGURA 10: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O CENÁRIO AMBIÇÃO

- Grande Térmica: descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029, acomodando a previsão estabelecida no PNEC sobre esta matéria³. A partir de 2030 considera-se ainda o descomissionamento de 1320 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 dos aproveitamentos hidroelétricos de Daivões e Gouvães em 2022, e Alto Tâmega em 2024;
- Fontes de Energia Renováveis (FER): para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, até 31 de dezembro de 2021, considera-se que os objetivos previstos no PNEC 2030 serão atingidos nesse ano (2030), 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. Para a evolução de capacidade instalada entre 2030 e 2040, em termos gerais, considerou-se um aumento de capacidade instalada correspondente a metade da diferença entre a capacidade prevista para 2030 e os objetivos de capacidade instalada em 2050, no RNC 2050.

³ Foi realizada uma análise de sensibilidade à oferta no cenário Ambição, no estágio 2025, considerando a desclassificação da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro na data de fim do contrato de aquisição de energia (março de 2024)

Cenário Conservador:

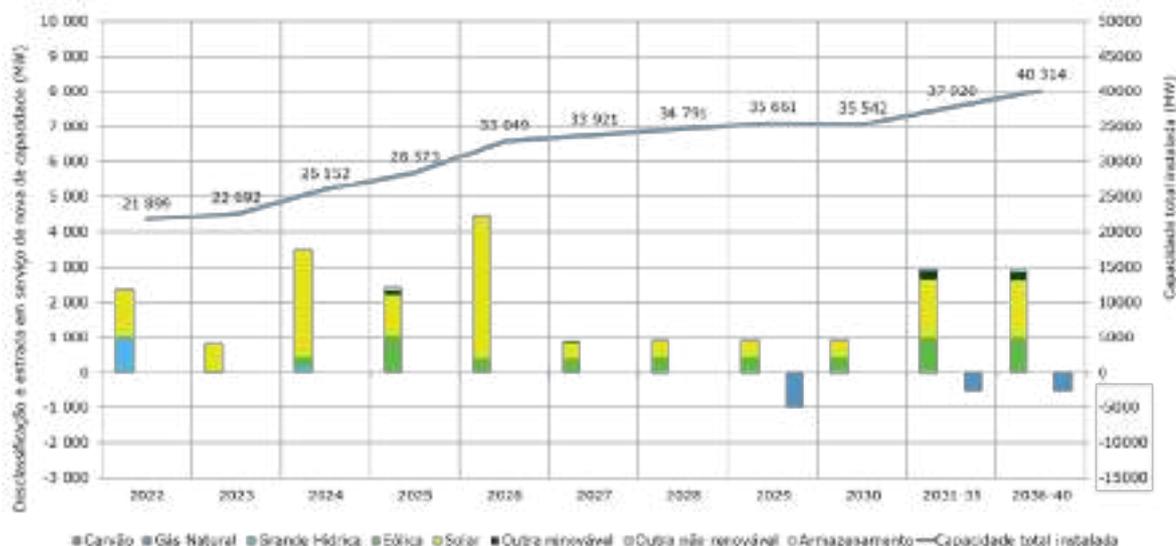


FIGURA 11: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O CENÁRIO CONSERVADOR

- Grande Térmica: descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029, acomodando a previsão estabelecida no PNEC sobre esta matéria. A partir de 2030 considera-se ainda o descomissionamento de 1056 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 dos aproveitamentos hidroelétricos de Daivões e Gouvães em 2022, e Alto Tâmega em 2024;
- FER: para além da informação relativa à capacidade instalada, licenciada e em licenciamento, até 31 de dezembro de 2021, considera-se que os objetivos previstos no PNEC 2030 serão atingidos nesse ano (2030), 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. A evolução de capacidade instalada entre 2030 e 2040 é considerada ocorrer a um ritmo mais lento do que no cenário Ambição, assumindo que os objetivos do RNC 2050 só serão atingidos em 2055.

Teste de Stress:

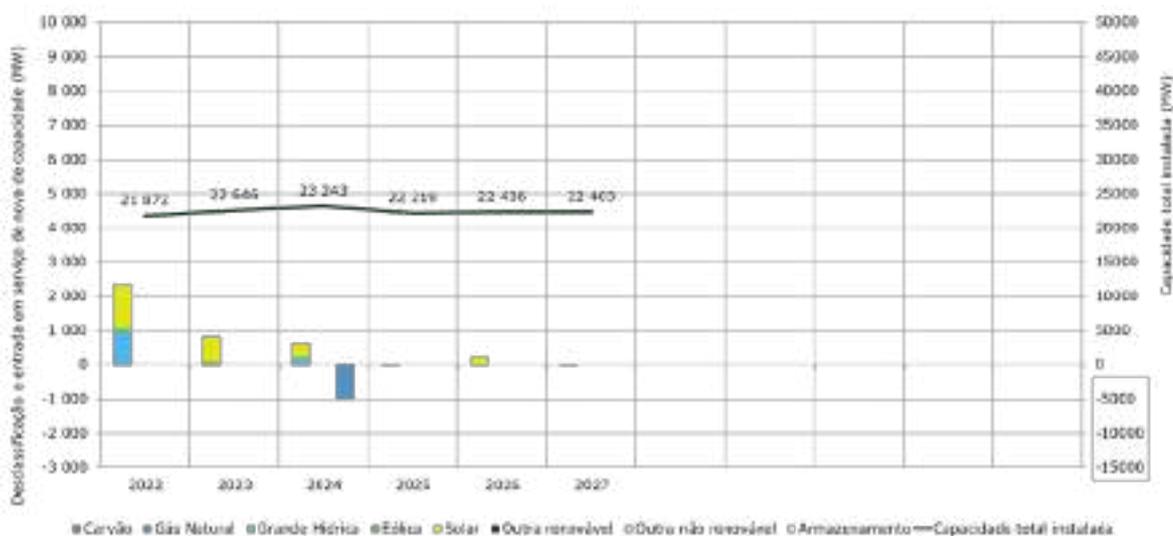


FIGURA 12: EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE TOTAL INSTALADA PARA O TESTE DE STRESS

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 natural 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, foram consideradas as capacidades das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, atualmente em construção, com previsão de entrada em exploração comercial em 2022 (Gouvães e Daivões) e início de 2024 (Alto Tâmega). O horizonte temporal considerado para o Teste de Stress são os próximos cinco anos (2023-2027), 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

	2022	2023	2024	2025	2027	2030	2035	2040
Preço (USD ₂₀₂₁ /MBtu)	31,0	19,7	13,3	7,3	7,7	8,2	8,6	9,0

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

	2023	2024	2025	2027	2030	2035	2040
Preço (€ ₂₀₂₁ /t)	75,4	75,9	78,1	82,2	81,3	73,9	66,5

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 389.º da Lei nº 75-B de 2021. Os valores considerados, são apresentados na Tabela 6.

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

	ISP 2021 (€/GJ) ⁴	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
2023	0.307	40%	0.12
≥2024	0.307	50%	0.15

⁴ Na inexistência, à data de definição dos pressupostos, de Lei do Orçamento de Estado aprovada para o ano de 2022, foram assumidos os valores definidos na Lei do Orçamento de Estado para 2021 (artigo 389.º da Lei n.º 75-B de 2021).

3.4. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO

Para efeitos dos estudos desenvolvidos para a monitorização da segurança de abastecimento do SEN, no período 2023-2040, consideraram-se os valores indicados na Tabela 7 para a capacidade comercial de interligação com Espanha (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 MÍNIMOS⁵ INDICATIVOS DA CAPACIDADE COMERCIAL DE INTERLIGAÇÃO

Ano	Portugal>Espanha [MW]	Espanha>Portugal [MW]
2023	2 700	2 700 ⁶
2025 ⁷	3 200	3 600
2027 - 2030	3 500	4 200
2040 ⁸	4 000	4 700

A REN e a *Red Eléctrica de España* - têm em desenvolvimento um conjunto de projetos de investimento, de que se destaca a futura linha de interligação a 400 kV Minho – Galiza (atualmente prevista para 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 eletroprodutor português, com uma potência instalada da ordem dos 35.5 GW, tanto no cenário Conservador, como no cenário Ambição, estima-se para esse horizonte que o indicador '*interconnection ratio*' apresente um valor da ordem dos 12%. Para garantir o cumprimento da meta de 15% 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 diária da RNT poderão vir a ocorrer reduções em períodos limitados no tempo, devido a indisponibilidades de elementos de

⁵ 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.

⁶ Tendo em consideração o acordo estabelecido entre a REN e a REE (Red Eléctrica de España), validado pela ERSE, que teve início na primeira metade de 2021

⁷ Após o estabelecimento da nova linha de interligação Ponte de Lima (PT) – Fontefría (ES).

⁸ Correspondem a valores identificados como "Target Capacities" para a fronteira PT-ES nos estudos do TYNDP 2018. No entanto, não estão ainda identificados os reforços de rede necessários em PT e ES para atingir esses valores de capacidade.

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 2023-2040 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, a entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos de Daivões e Gouvães em 2022, e Alto Tâmega em 2024, e o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória é efetuada ainda uma sensibilidade à procura (procura inferior), assumindo o cenário inferior Continuidade;
- **Trajectoria Ambição**, assume o cenário Central Ambição da procura e o cenário Ambição da oferta incluindo, nomeadamente, a entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos de Daivões e Gouvães em 2022, e Alto Tâmega em 2024, e o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2029. Para esta trajetória são efetuadas ainda as seguintes sensibilidades:
 - a) à procura (procura superior), em todos os horizontes, assumindo o cenário Superior Ambição;
 - b) à procura (procura superior), assumindo o cenário Superior Ambição, em 2027 e 2030, com 75% do consumo dos eletrolisadores e *datacenters* e grandes consumos a abastecer pela RESP (face aos 35% do cenário base);
 - c) à oferta, no estádio de 2025, considerando a potencial desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2024 (ano correspondente ao fim de CAE);
- **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 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 2022.

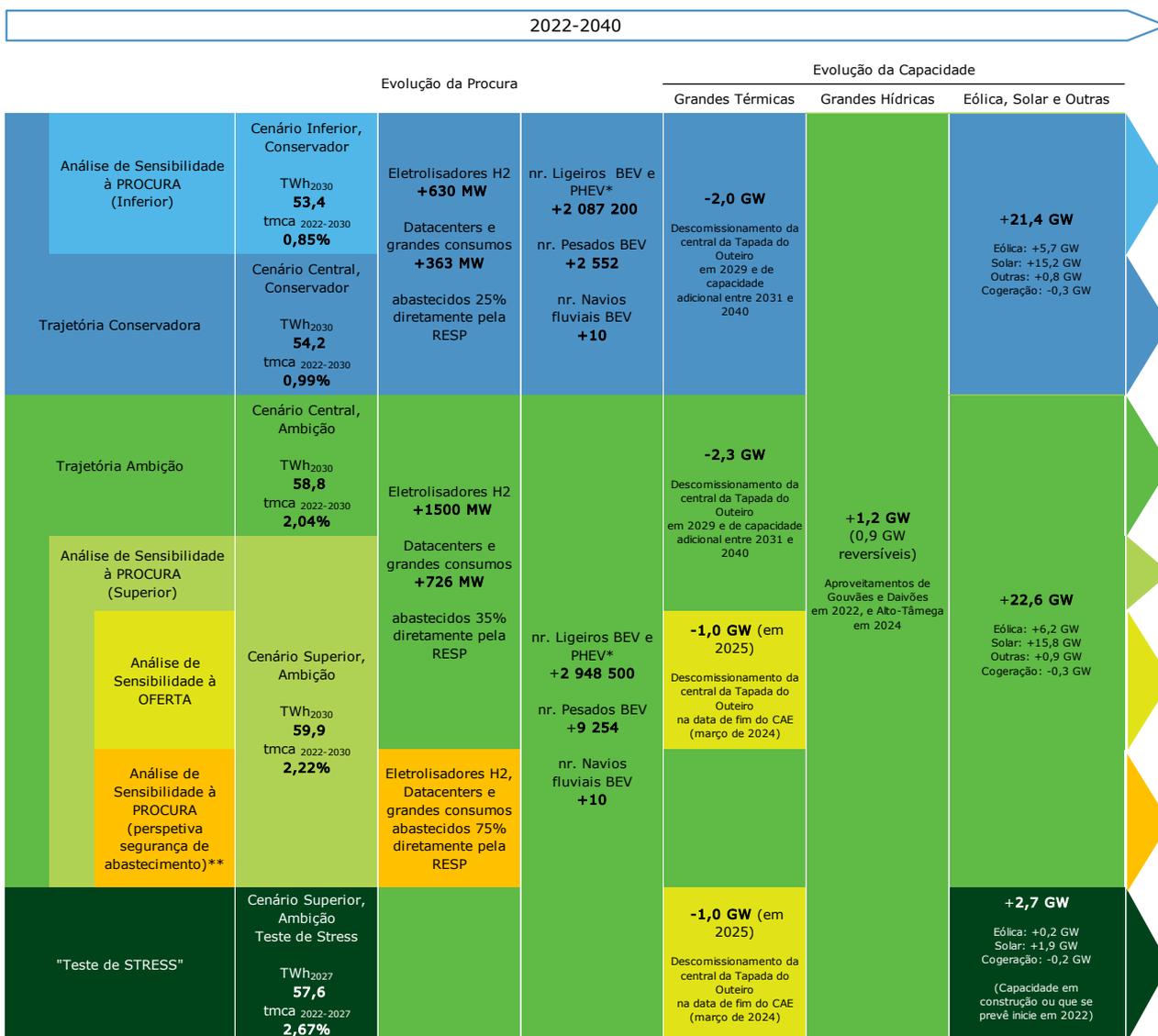
Para as trajetórias Conservadora e Ambição procede-se à avaliação das condições de segurança de abastecimento (identificando eventuais défices de capacidade de produção⁹), à análise do equilíbrio entre as diferentes componentes da produção e da competitividade do sistema electroprodutor nacional no âmbito 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

⁹ Expressas em percentagem da NTC da ligação com Espanha, para cada estádio considerado

dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2022, 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 13 resume a evolução do SEN para cada uma das diferentes trajetórias no horizonte em estudo, sublinhando as principais diferenças entre elas.



* Battery Electric Vehicle (BEV) e Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV)
** Análise de Sensibilidade realizada apenas para os estádios 2027 e 2030

FIGURA 13: 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 eletricidade. 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, RESERVAS¹⁰ e PS-MORA.

4.1. SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

A desclassificação cumulativa das centrais a carvão de Sines (15 de janeiro de 2021) e do Pego (2 de dezembro de 2021) já ocorridas, conjugadas com a indisponibilidade de um grupo da central de Lares entre 1 de janeiro e 30 de abril, determinam 2023 como “Estádio de Rutura” na trajetória Teste de Stress, apresentando um ICP para 99 % de probabilidade inferior a 1.0 e um indicador LOLE superior a 5 horas/ano. Atendendo a uma sensibilidade realizada à ocorrência de condições hidrológicas secas, os resultados serão ainda mais gravosos.

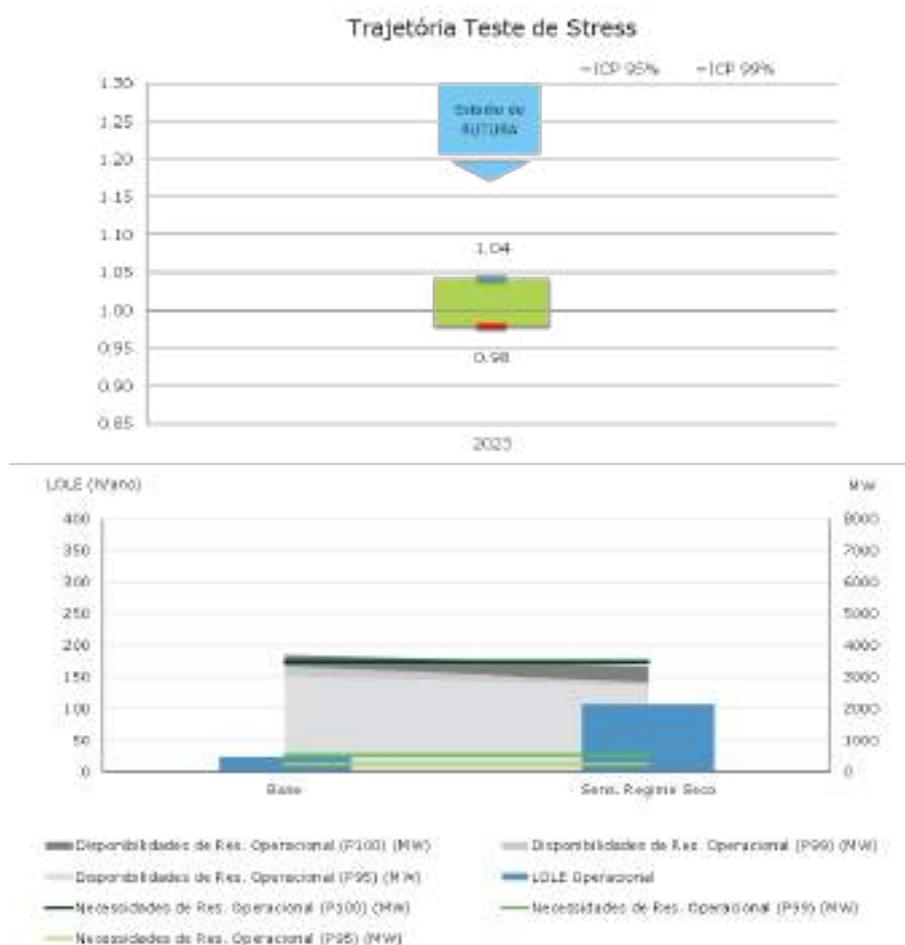


FIGURA 14: ICP, LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E NECESSIDADE DE RESERVA OPERACIONAL– TESTE DE STRESS

¹⁰ O cálculo do ICP através do RESERVAS foi realizado apenas para a Trajetória Ambição (cenário de oferta e procura) e para o Teste de Stress.

Nas condições do Teste de Stress, para garantir o cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento em 2023, os estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional no SEN entre 600 MW e 1 050 MW, função das condições hidrológicas (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos).

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 eletroprodutores 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 (2 700 MW de capacidade para trocas comerciais) é razoável considerar que existe resposta ao cenário de evolução do Teste de Stress. Caso ocorram restrições nos mecanismos de mercado ou na capacidade de importação, em particular pós mercado diário, 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 enunciadas na Tabela 8, com vista à garantia da segurança de abastecimento do SEN.

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

Oferta / Procura	Medidas
(Oferta)	Solicitação da ativação de um programa de apoio ao Operador do Sistema espanhol, conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 19 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.
(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)
(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 estágio 2023 (índice de Cobertura Probabilístico - ICP para 99 % de probabilidade inferior a 1.0 e um indicador LOLE superior a 5 horas/ano).

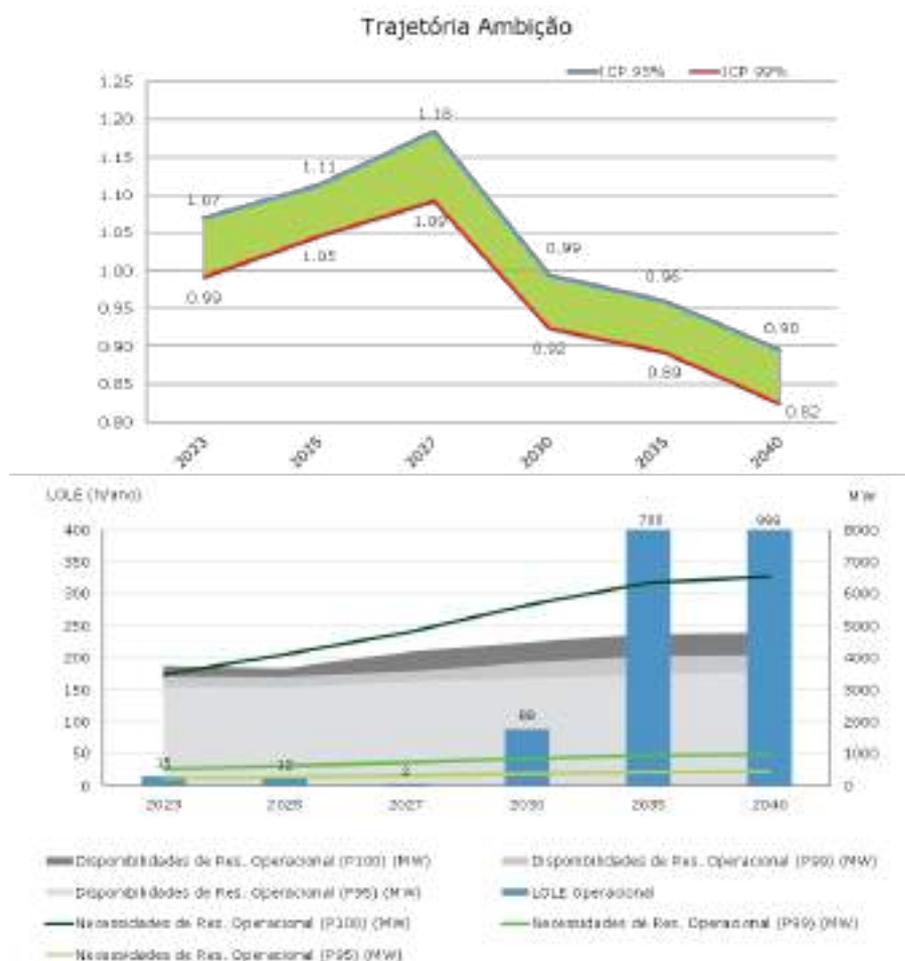


FIGURA 15: ICP, LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E NECESSIDADE DE RESERVA OPERACIONAL – TRAJÉTÓRIA AMBIÇÃO

Os resultados dos estudos de segurança do abastecimento para a trajetória Ambição Central são apresentados na Figura 15. Verifica-se que, a partir de 2030, o ICP aponta para valores inferiores a 1.0, não estando garantido o cumprimento dos atuais padrões de segurança de abastecimento.

Mais se verifica que, o indicador ICP evolui favoravelmente durante o período inicial [2023, 2027], pelo facto do crescimento da potência instalada em FER compensar o crescimento da procura.

No entanto, a existe uma inversão da evolução do indicador ICP de 2027 para 2030, que se explica pela redução de capacidade base (firme), para a qual contribuem principalmente:

- a desclassificação da Central Térmica da Tapada do Outeiro (990 MW) no final de 2029,
- desclassificação de capacidade a gás entre 2030 e 2040 (1 320 MW), ficando em 2040 apenas 1 520 MW de CCGT disponíveis no SEN, e o.
- crescimento dos consumos.

O valor mínimo do ICP verificado ao longo do horizonte de estudo é de 0.82 (com probabilidade de excedência de 99%), sendo atingido em 2040.

O indicador LOLE e a identificação das disponibilidades e necessidades de reserva operacional, para as trajetórias Ambição Central e Conservador Central, são apresentadas, respetivamente, na Figura 15 e na Figura 16. Assumindo um contributo da capacidade de interligação ES-PT limitado a 10%, o indicador LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5 horas/ano) em todos os estádios, com exceção de 2027. Até 2030, o LOLE ascende a valores de 23 a 88 horas/ano, e em 2040, de 271 a 998 horas/ano, valores muito superiores ao referido padrão de segurança de abastecimento.



FIGURA 16: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E NECESSIDADE DE RESERVA OPERACIONAL – TRAJÉTÓRIA CONSERVADORA

A Figura 17 apresenta as necessidades, expressas em percentagem da capacidade instalada da NTC em cada estádio, para cumprimento do padrão de segurança de abastecimento ($LOLE \leq 5$ horas/ano), para as trajetórias Ambição Central e Conservador Central. Verifica-se que, até 2030, o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento aponta para necessidades de capacidade de interligação equivalente que oscilam entre 10% da NTC em 2027 (420 MW) e 30% a 50% da NTC em 2030 (1 260 MW na trajetória Conservadora e 2 100 MW na trajetória Ambição, respetivamente). Em 2035, as estimativas apontam para que, dependendo do cenário, essas necessidades oscilem entre 60% - 100% da NTC. Por outro lado, em 2040, a totalidade da NTC poderá não ser suficiente para o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a atingir valores entre 8 e 19 horas/ano, função da trajetória considerada (Conservadora ou Ambição, respetivamente).

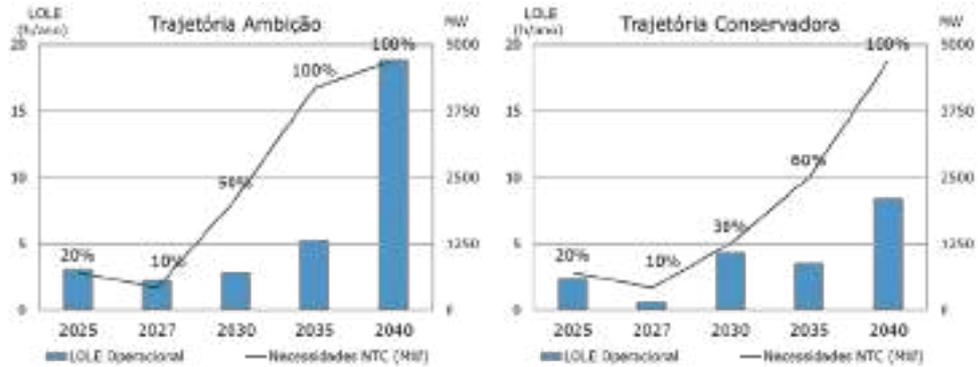


FIGURA 17: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO

Os resultados dos estudos de simulação de mercado evidenciam uma profunda alteração da estrutura de produção do SEN durante os próximos anos (Figura 18). Verifica-se uma tendência de evolução para uma produção maioritariamente composta por FER, em ambas as trajetórias, alinhadas com o PNEC 2030, associada a uma redução do peso da produção térmica convencional a gás.

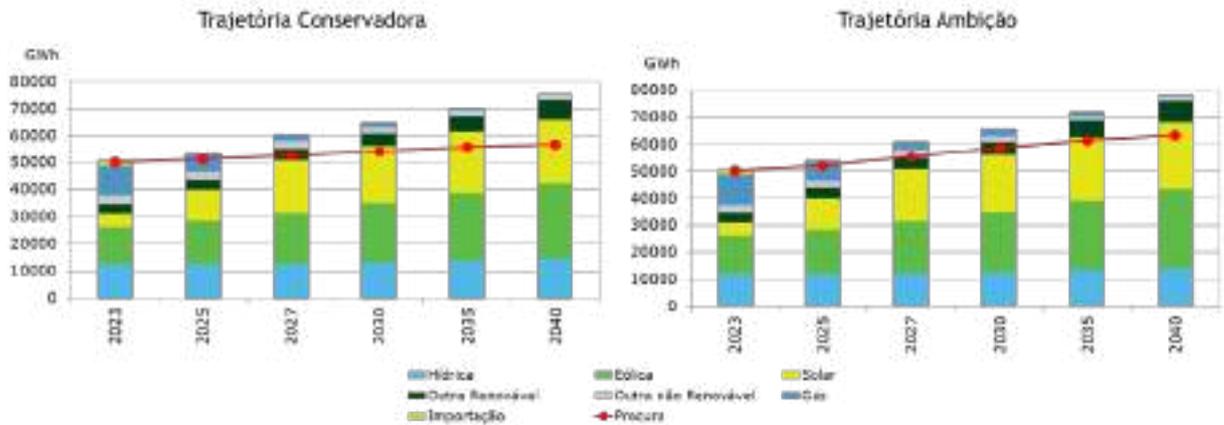


FIGURA 18: PERSPETIVA DE EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DE PRODUÇÃO DO SEN

Na Figura 19 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.

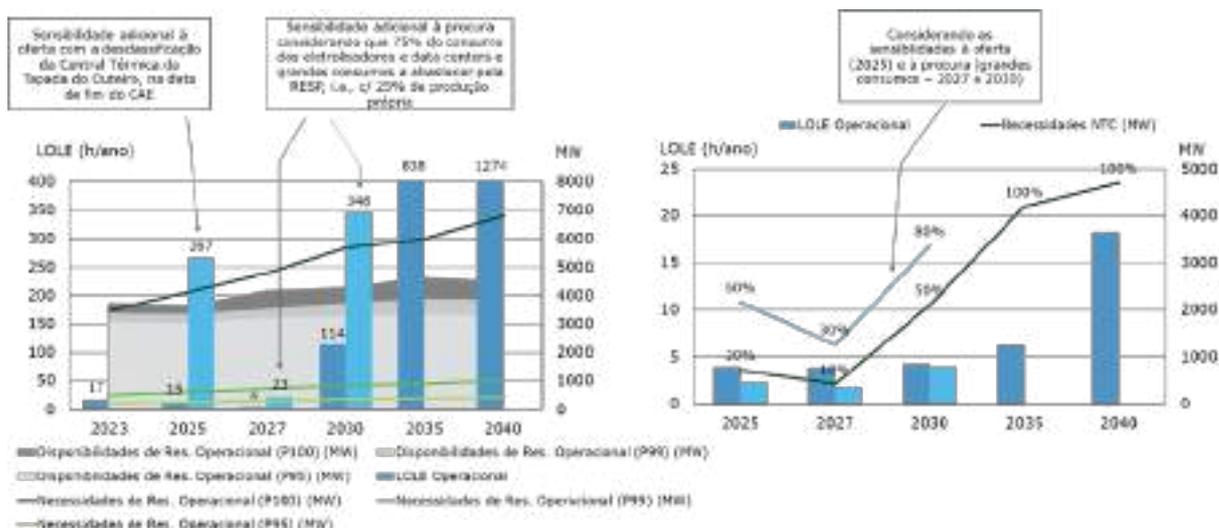


FIGURA 19: ANÁLISE DE RESERVA OPERACIONAL E NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA - SENSIBILIDADES

Na sensibilidade à procura, considerando um cenário superior da procura (Cenário Superior Ambição), e assumindo a NTC limitada a 10%, apenas para o estágio 2027 se verifica o cumprimento do padrão $LOLE \leq 5$ horas/ano, oscilando entre valores de 17 horas/ano em 2023 e 1274 horas/ano em 2040. A partir de 2035 a totalidade da NTC prevista não é suficiente para cumprimento do padrão.

Na sensibilidade adicional à trajetória Ambição Superior, que prevê a desclassificação da central da Tapada do Outeiro na data de fim de CAE (em 2024), as necessidades de NTC em 2025 ascendem a 60% (2 160 MW) para garantir $LOLE \leq 5$ horas/ano. No caso de considerar-se que 75% do consumo dos eletrolisadores, *datacenters* e outros grandes consumos, são abastecidos pela RESP (com 25% de produção própria), as necessidades de NTC variam entre 30% em 2027 (1 260 MW) e 80% em 2030 (3 360 MW).

Análise extra de sensibilidade do lado da Oferta decorrente do contexto macroeconómico

Tendo em conta o atual contexto macroeconómico e o que se perspectiva para o futuro próximo com potencial impacte no crescimento económico e correspondente consumo elétrico, dada a situação de instabilidade mundial e em particular a nível Europeu, bem como o nível de atividade industrial para permitir a concretização dos projetos previstos neste estudo, a REN considera que é crítico ter em atenção estes acontecimentos. Sublinha-se que todo este enquadramento poderá ter um impacte relevante num menor consumo e/ou numa menor oferta. Pelo exposto, os pressupostos assumidos neste exercício de RMSA-E no lado da Oferta podem vir a sofrer atraso na sua concretização, assim como do lado da Procura, o crescimento do consumo pode não ocorrer com a dimensão e datas constantes dos cenários previstos.

Assim sendo, a REN propôs-se a realizar análises complementares de sensibilidade aos cenários e pressupostos indicados pela DGEG. Desta forma, seguidamente apresentam-se as análises de sensibilidade à oferta de eletricidade de modo a refletir um eventual atraso na concretização de projetos eólicos e solares fotovoltaicos previstos para os próximos anos.

A REN alerta ainda para a necessidade destas análises complementares serem reforçadas em próximos exercícios de RMSA-E e/ou em atualizações do presente RMSA-E (caso venha a ser

considerado útil pela DGEG), devendo este assunto ser revisitado e analisado em detalhe, no sentido de uma melhor caracterização (com informação mais recente).

Na Figura 20 apresenta-se a capacidade eólica e solar fotovoltaica considerada nesta análise de sensibilidade extra à oferta para as trajetórias Conservadora e Ambição. Em 2030, nesta análise de sensibilidade a capacidade eólica reduz-se cerca de 1000 MW e a capacidade solar fotovoltaica e distribuída reduz-se cerca de 2600 MW e 265 MW, respetivamente.



FIGURA 20: CENÁRIO DE OFERTA DE CAPACIDADE EÓLICA E SOLAR – SENSIBILIDADE EXTRA À OFERTA

Na Figura 21 apresenta-se a análise de reserva operacional (através do indicador LOLE) e as necessidades de NTC para o cumprimento de padrão de segurança para a sensibilidade extra à Oferta realizada para a Trajetórias Conservadora e Ambição. Considera-se ainda nesta análise a possibilidade de uma eventual desclassificação da Tapada do Outeiro na data do fim de CAE (em 2024) e não em 2029 como considerado nos pressupostos base.

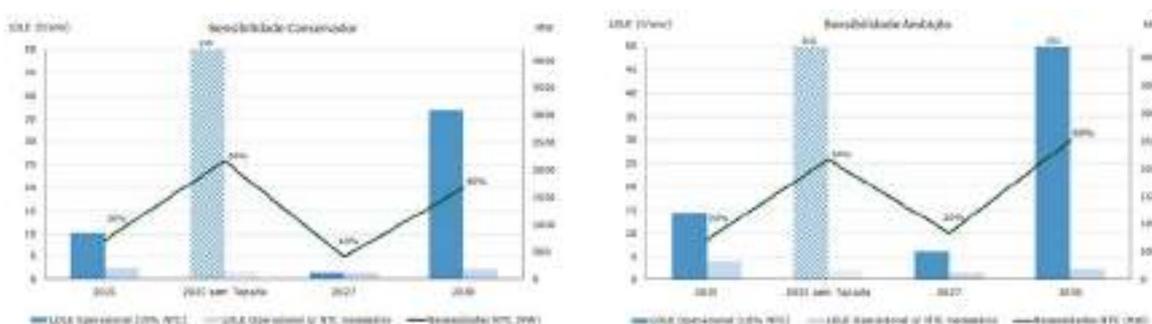


FIGURA 21: LOLE E IDENTIFICAÇÃO DE NECESSIDADES NTC PARA CUMPRIMENTO DE PADRÃO DE SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO – SENSIBILIDADE EXTRA À OFERTA

Da análise dos resultados à sensibilidade extra à oferta para ambas as trajetórias (Conservadora e Ambição) consta-se que em 2030 as necessidades de NTC para o cumprimento de padrão de segurança sobem 10 pp em relação às trajetórias base, passando assim a necessitar de 40% e 60% de NTC, respetivamente. Relativamente à eventual desclassificação da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro na data do fim de CAE (em 2024), verifica-se que em 2025 as necessidades de

NTC para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento mantém-se nos 60% NTC tal como verificado na análise de sensibilidade à oferta considerando a trajetória Ambição Superior.

4.2. AMBIENTE

Os níveis de contribuição das fontes renováveis para o abastecimento dos consumos de eletricidade nas trajetórias Conservador e Ambição superam as estimativas apresentadas no 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 80% para a eletricidade). Os resultados obtidos conduzem, em 2023, a uma quota da produção renovável de 68% do consumo bruto de eletricidade em ambas as trajetórias. No horizonte 2030, verifica-se um acréscimo significativo, sendo a quota esperada entre 100% e 95%, na trajetória Conservadora e Ambição, respetivamente. Na Figura 22 e na Figura 23 ilustra-se a quota de produção renovável perspetivada para 2023 e 2030, em cada uma das trajetórias.

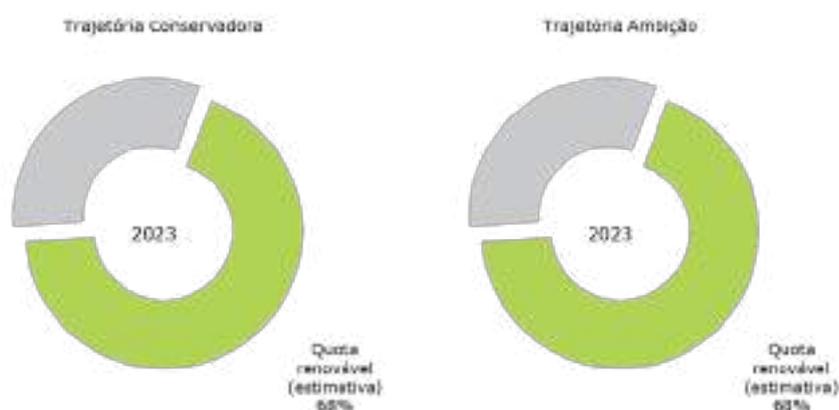


FIGURA 22: ESTIMATIVA DA QUOTA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL PARA 2023 NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS

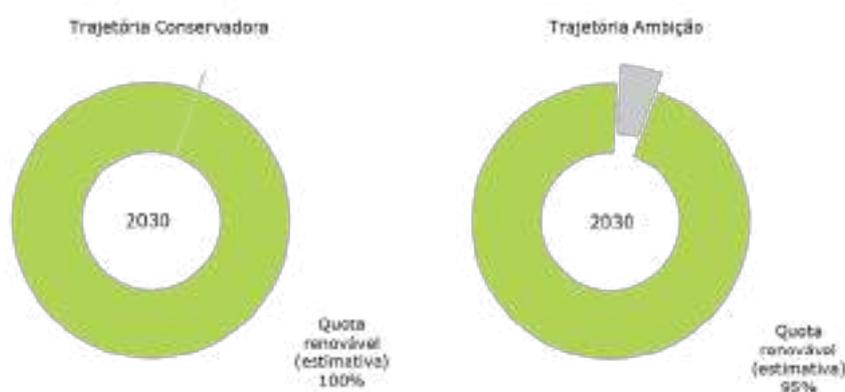


FIGURA 23: ESTIMATIVA DA QUOTA DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL PARA 2030 NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS

As emissões totais anuais de CO₂ apresentadas na Figura 24, decorrentes da produção pelas centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás natural, apresentam um decréscimo ao longo de todo o horizonte do estudo, sendo esse decréscimo mais acentuado de 2023 até 2027. Entre 2023 e 2030,

as emissões evoluem de cerca de 4 Mt para cerca de 0.6 Mt ou 1 Mt, dependendo da trajetória Conservadora ou Ambição, respetivamente. Até 2040, as estimativas apontam para que as emissões em ambas as trajetórias se cifrem em cerca de 0.1 Mt. 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.

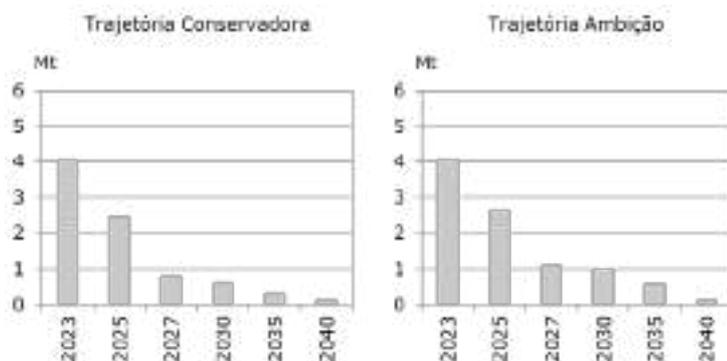


FIGURA 24: EMISSÕES DE CO2 DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS NA MÉDIA DOS REGIMES HIDROLÓGICOS

4.3. COMPETITIVIDADE

Prevê-se para as trajetórias Conservadora e Ambição uma diminuição gradual do papel do gás natural face ao crescimento da potência renovável instalada. Na trajetória Conservadora, a taxa de utilização média das CCGT a gás natural passa de cerca de 36%, em 2023, para valores inferiores a 7%, em 2030, e a 3%, em 2040.

Na trajetória Ambição, o decréscimo progressivo desta utilização é ligeiramente inferior, evoluindo para valores da ordem dos 11%, em 2030 (decorrente de uma procura ligeiramente maior nesta trajetória), e 3%, em 2040, na média dos regimes hidrológicos.

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 6.3% (-0.6 pp face ao cenário de procura Central Conservador).



FIGURA 25: TAXA DE UTILIZAÇÃO DAS CENTRAIS TERMOELÉTRICAS (A GÁS NATURAL)

Em 2030, das simulações com o modelo VALORAGUA, estima-se que o valor máximo de NTC de 4 200 MW (assumindo o valor máximo de Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma

utilização inferior a 1%¹¹, nas trajetórias Conservadora e Ambição, configurando assim a expectativa de que na maior parte do tempo exista ausência de congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha.

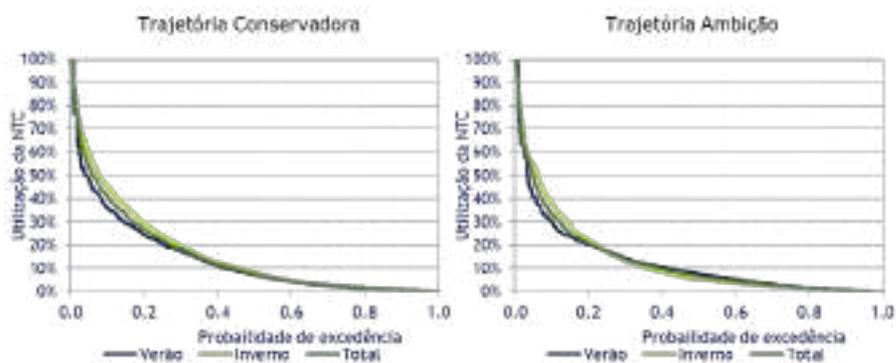


FIGURA 26: TAXA DE UTILIZAÇÃO DA NTC EM 2030

¹¹ Da simulação com o PS-MORA, em base horária, resulta uma utilização do valor máximo do NTC (PT-ES = 3500 MW e ES-PT = 4200MW) de 5% na trajetória Ambição e 7% na trajetória Conservadora



5

Considerações finais

REN 

Como principais considerações finais sobre os estudos de monitorização da segurança de abastecimento do SEN para o período 2023-2040, destacam-se as seguintes:

- A evolução do consumo (referido à produção líquida) de eletricidade é, de uma forma geral, superior à do RMSA-E 2021 até 2030 (entre [0.4%, 4.4%] consoante os cenários), principalmente nos cenários Ambição. A partir desse ano, a situação inverte-se nos cenários Conservador e Ambição, com uma dinâmica de crescimento dos consumos de eletricidade que não é tão acentuada. O cenário Superior Ambição fica acima da envolvente superior do RMSA-E 2021, com uma variação de +1.6%. Esta situação deve-se essencialmente à evolução do consumo dos eletrolisadores e ao consumo dos *datacenters* e outros grandes consumos, apesar da evolução do autoconsumo que tem impacte no sentido da redução do consumo referido à produção líquida.
- A penetração de veículos elétricos mantém-se um importante *driver* de crescimento da previsão da procura e impacta no potencial crescimento da ponta de consumo, devido não só ao crescimento do stock de veículos elétricos (BEV + PHEV), mas também, à estratégia de carregamento adotada pelos consumidores e à evolução tecnológica verificada no setor. No RMSA-E 2022 destaca-se a consideração do incremento da capacidade das baterias e das potências de carregamento disponíveis no mercado. Esta situação, no horizonte de 2030 e numa estratégia com maior prevalência do *Direct Recharging* por parte dos BEV + PHEV ligeiros, pode acrescer à ponta do SEN cerca de 1 600 MW no cenário Ambição (- 200 MW face ao RMSA-E 2021).
- No que respeita à produção de H₂ verde, em comparação com os cenários do RMSA-E 2021, o consumo de eletricidade dos eletrolisadores tem um andamento distinto, conforme o cenário considerado. No cenário Conservador, o consumo referido à produção líquida é superior em todos os anos, exceto em 2040, cujo valor é ligeiramente inferior. No cenário Ambição, as previsões atuais são significativamente superiores ao longo do horizonte do estudo, em linha com a maior capacidade instalada prevista para este cenário. Em qualquer dos cenários considera-se que parte do consumo é abastecido através da RESP e outra parte através de produção própria, sendo que o impacte da produção de H₂ no horizonte do estudo varia entre [6.2%, 12.3%] no consumo final e entre [2.0%, 5.4%] no consumo referido à produção líquida.
- Pela primeira vez em exercícios de previsão da procura considera-se o impacte do consumo dos *datacenters* e outros grandes projetos. Admitiu-se que a RESP irá abastecer 35% das necessidades de consumo de eletricidade destes projetos no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador. Assim, no horizonte do estudo, o impacte destes consumos varia entre 4,0% e 6,7% no consumo final e entre 1,2% e 3,0% no consumo referido à produção líquida, função do cenário Conservador ou Ambição. Para o cenário Ambição, numa perspetiva de segurança de abastecimento, desenvolve-se ainda uma análise de sensibilidade a um consumo a partir da RESP de cerca de 75% (c/ 25% de produção própria), elevando o consumo na hora de ponta para cerca de 1225 MW em 2030 (+ cerca de 655 MW quando comparado com a situação de abastecimento pela rede de 35%).
- A desclassificação cumulativa das centrais a carvão de Sines e do Pego (já ocorridas), conjugada com a indisponibilidade de um grupo da central de Lares entre 1 de janeiro e 30 de abril, determina 2023 como "Estádio de Rutura" - Índice de Cobertura Probabilístico (ICP)

para 99 % de probabilidade inferir a 1.0 e LOLE superior a 5 horas/ano. Na eventualidade de se verificar uma condição hidrológica seca, os resultados serão ainda mais gravosos. Nas condições do Teste de Stress, para garantir o cumprimento dos padrões em 2023, os estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional entre 600 MW e 1 050 MW, função das condições hidrológicas (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos). Neste contexto, poderão ser ativadas medidas mitigadoras identificadas do lado da Oferta e da Procura, de forma sequencial, para garantir a segurança de abastecimento do SEN.

- 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 da central a carvão de Sines (1 180 MW), ocorrida em janeiro de 2021, 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, aumentando os fluxos de energia no sentido da RND para a RNT. Este fenómeno acentua-se com a resposta favorável, entre outubro de 2019 e fevereiro de 2020, à ligação de cerca de 1 500 MVA de potência em UPP e UPAC, gerando um défice de capacidade na RNT.
- Assumindo um contributo de NTC limitado a 10%, em todas as trajetórias/sensibilidades verifica-se o incumprimento do padrão de segurança de abastecimento (LOLE \leq 5 horas/ano), em todos os estádios, com exceção de 2027. Em 2030, o LOLE pode ascender a valores de 23 a 114 horas/ano, e em 2040, de 271 a 1 274 horas/ano, na trajetória Conservadora e Ambição, respetivamente.
- Até 2030, o cumprimento de um LOLE operacional \leq 5 horas/ano, aponta para necessidades de capacidade de interligação equivalente com Espanha que oscilam:
 - entre 10% da NTC (420 MW) em 2027, e
 - entre 30% a 50% da NTC (1 260 MW na trajetória Conservadora e 2 100 MW na trajetória Ambição, respetivamente).
- Em 2035, as estimativas apontam para que, dependendo da trajetória, essas necessidades de NTC oscilem entre:
 - 60% - na trajetória conservadora
 - 100% - na trajetória ambição.

- Em 2040, a totalidade da NTC poderá não ser suficiente para o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a atingir um valor entre 8 a 19 horas/ano, função da trajetória considerada (Conservadora e Ambição, respetivamente).
- Nas sensibilidades à trajetória Ambição Superior:
 - a eventual desclassificação da central da Tapada do Outeiro na data de fim de CAE (em 2024) conduz em 2025 a necessidades de NTC que atingem 60% (2 160 MW) para garantir $\text{LOLE} \leq 5$ horas/ano.
 - Na hipótese de 75% dos consumos dos eletrolisadores, *datacenters* e outros grandes consumos serem abastecidos pela RESP (i.e., com 25% de produção própria), as necessidades da NTC variam entre 30% em 2027 (1 260 MW) e 80% em 2030 (3 360 MW).
- Na sensibilidade extra à Oferta:
 - Nas trajetórias Conservadora e Ambição constata-se que em 2030 as necessidades de NTC para cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento sobem 10 pp em relação às trajetórias base, passando assim a necessitar de 40% e 60% de NTC, respetivamente.
 - Relativamente à eventual desclassificação da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro na data do fim de CAE (em 2024), verifica-se que em 2025 as necessidades de NTC para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento mantêm-se nos 60% NTC, tal como verificado na análise de sensibilidade à oferta na trajetória Ambição Superior.
- O forte crescimento prospetivado para nova geração fotovoltaica e eólica ligada à RNT e à RND exige um grande esforço em novos reforços de rede. É assim 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 100% e 95% do consumo bruto de eletricidade nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente, com reflexos ao nível das emissões de CO₂ que atingem entre 600 kt e 1 000 kt (emissões resultantes das centrais termoelétricas CCGT a gás natural), valor inferior em 87-79% face ao verificado em 2021 (4 795 kt).
- Do ponto de vista da competitividade, a elevada penetração de FER afeta consideravelmente a utilização média das CCGT a gás natural que se estima, em 2030, entre 7% e 11%, na trajetória Conservadora e Ambição, respetivamente. No caso da Sensibilidade à procura assumindo o cenário Inferior Conservador, a utilização reduz-se para 6.3% (-0.6 pp face ao cenário de procura Central Conservador).

- Em 2030 e em 2040 estima-se que o valor máximo de NTC (de 4 200 MW e 4 700 MW, respetivamente, assumindo o valor máximo Importação/Exportação) tenha uma utilização inferior a 1%, nas trajetórias Conservadora e Ambição, configurando assim a expectativa de que, na maior parte do tempo, não existam congestionamentos na fronteira entre Portugal e Espanha.

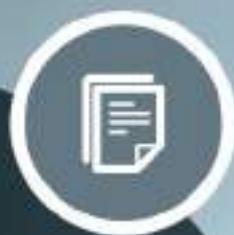
CONTACTOS

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 



6

ANEXOS

ANEXO 1

PRESSUPOSTOS GERAIS DA DGEG

REN 

RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL 2022 - PERÍODO 2023-2040 (RMSA-E 2022)

CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte e âmbito territorial

O estudo terá o horizonte 2023-2040, com detalhe anual em 2023, 2025, 2027, 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.

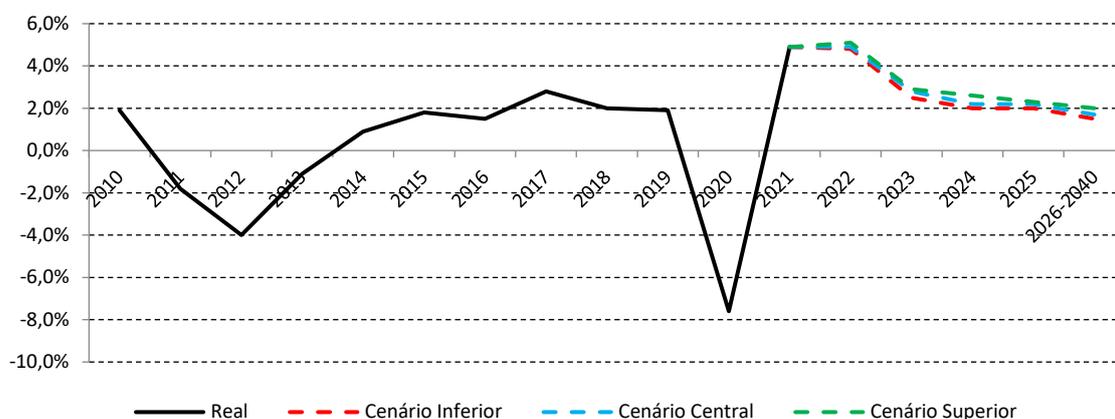
2. Cenários macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos que servirão de base à definição dos cenários de procura do RMSA-E 2022 são os seguintes:

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

	2022	2023	2024	2025	2026-2040
Cenário Inferior	4,8%	2,5%	2,0%	2,0%	1,5%
Cenário Central	4,9%	2,8%	2,2%	2,2%	1,7%
Cenário Superior	5,1%	2,9%	2,6%	2,3%	2,0%

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

	2022	2023	2024	2025	2026
Banco de Portugal (Boletim Económico, março 2022)	4,9%	2,9%	2,0%		
Comissão Europeia (<i>European Economic Forecast, Winter 2022</i> , fevereiro 2022)	5,5%	2,6%			
OCDE (<i>Economic Outlook- Volume 2021 Issue 2</i> , dezembro 2021)	5,8%	2,8%			
FMI (<i>World Economic Outlook, october 2021</i>)	5,1%	2,5%	2,2%	2,0%	1,8%
Conselho das Finanças Públicas (Perspetivas económicas e orçamentais 2022-2026, março 2022)	4,8%	2,8%	2,6%	2,3%	1,7%
Ministério das Finanças (Programa de Estabilidade 2021-2025, abril 2021)	4,9%	2,8%	2,4%	2,2%	

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 2021 publicados pelo INE, aponta para a seguinte evolução para o período 2021-2040:

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

	2021	2030	2035	2040
Impostos	12,8%	11,8%	11,8%	11,8%
Agricultura, Silvicultura e Pescas	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
Indústria	15,8%	15,5%	15,5%	15,5%
Construção e Obras Públicas	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%
Serviços	65,3%	66,6%	66,6%	66,6%

3. Pressupostos de oferta

Os cenários de oferta do RMSA-E 2022 terão em consideração os seguintes pressupostos:

- Nos cenários Conservador e Ambição considera-se a capacidade instalada, a capacidade licenciada e a capacidade em licenciamento (dados de 17 de fevereiro de 2022, referentes a 31 de dezembro de 2021) e no Teste de Stress a capacidade instalada acrescida dos novos centros eletroprodutores em construção ou que se prevê iniciem a sua construção até 31 de dezembro de 2022;
- 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;

- 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, acomodando a previsão estabelecida no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) sobre esta matéria¹;
 - (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.

Tabela 4 – Datas de comissionamento de grandes centrais hídricas

Centro Electroprodutor	Promotor	Previsão de entrada em serviço	Capacidade instalada (MW)
Gouvães	Iberdrola	2022	880
Daivões	Iberdrola	2022	114
Alto Tâmega (Vidago)	Iberdrola	2024	160*

* Entrada em serviço industrial do 1.º grupo em janeiro de 2024 e do 2.º grupo em março de 2024

- 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 2021, relativamente à capacidade instalada e à capacidade licenciada e em licenciamento, cuja previsão de entrada em funcionamento se apresenta na tabela 5.

Em ambos os cenários, para a capacidade FER licenciada e em licenciamento consideraram-se igualmente as capacidades atribuídas no âmbito dos leilões de reserva de capacidade para produção fotovoltaica realizados em junho de 2019 e agosto de 2020, dos Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na rede entretanto emitidos pelo 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 dos acordos já formalizados entre requerentes e ORT ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo (1.º conjunto de acordos).

¹ Será realizada uma análise de sensibilidade à oferta no cenário Ambição considerando a desclassificação da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro na data de fim do contrato de aquisição de energia (março de 2024).

Tabela 5 – Capacidade FER e cogeração licenciada e em licenciamento - Previsão de entrada em produção (Potência de ligação em MW)

Tecnologia (MW)	2022	2023	2024	2025	2026	2027		2030
Cogeração não renovável	1	0	0	0	0	0		0
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)	0	0	0	0	0	0		0
Eólica onshore*	65	74	255	0	0	0		0
Eólica offshore	0	0	25	0	0	0		0
Cogeração renovável	0	0	0	0	0	0		0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0		0
Biomassa (s/ cogeração)	16	0	0	0	0	0		0
Biogás (s/ cogeração)	0	0	0	0	0	0		0
Fotovoltaico (PV)**	1 162	597	2 896	670	3 767	0		0
Fotovoltaico Concentração (CPV)	0	0	0	0	0	0		0
Solar Térmico Concentrado (CSP)	0	0	0	0	0	0		0
Ondas	0	0	1	0	0	0		0
Geotermia	0	0	0	0	0	0		0
Total	1 244	672	3 177	670	3 767	0		0

* Inclui projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade ao abrigo do n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019.

** Inclui projetos do Leilão Solar de 2019 e do Leilão Solar de 2020 que ainda não obtiveram licença de produção, projetos para os quais foram emitidos Títulos de Reserva de Capacidade ao abrigo do n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019, bem como projetos para os quais foram formalizados acordos ao abrigo da alínea b) do mesmo artigo.

Nos cenários Conservador e Ambição considerou-se que os objetivos de capacidade instalada definidos no PNEC para 2030 serão atingidos nesse ano, 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 evolução da capacidade FER (centralizada e distribuída) a instalar no período 2023-2030, para além da prevista no âmbito de processos de licenciamento, assumiram-se, nos cenários Conservador e Ambição, quando aplicável, os patamares de referência de 43% e 65% em 2025 e 2027 respetivamente, correspondentes à diferença entre o valor a atingir em 2030 e o valor previsto em 2020, de acordo com o definido 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.

Para a evolução da capacidade FER centralizada, entre 2030 e 2040 considerou-se, no cenário Ambição, um aumento de capacidade instalada correspondente a metade da diferença entre a capacidade prevista para 2030 e os objetivos de capacidade instalada em 2050, estabelecidos no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), com exceção dos casos em que o somatório da capacidade instalada, da capacidade licenciada e da capacidade em licenciamento ultrapassa o objetivo para 2030 definido no PNEC em ano anterior. No cenário Conservador assumiu-se que os objetivos de capacidade instalada definidos para 2050 no RNC 2050 apenas serão atingidos em 2055.

No caso da capacidade FER distribuída, tendo em conta a incerteza, no médio a longo prazo (2030-2040), associada ao desenvolvimento do autoconsumo coletivo e das comunidades de energia renovável, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização

e o funcionamento do SEN, e apesar do elevado ritmo de progressão do mercado nesta vertente, em particular no setor industrial, foi considerada, entre 2030 e 2040, uma evolução mais lenta do que para a FER centralizada, com um crescimento aproximado ao verificado no período 2025-2030 (tanto para o cenário Ambição, como para o cenário Conservador).

- Relativamente à cogeração não renovável, assume-se uma redução da capacidade instalada entre 2021 e 2040 em ambos os cenários, tendo em conta, em particular, o atual enquadramento legal e regulamentar aplicável à cogeração, que deverá resultar na perda de remuneração garantida de uma parte da capacidade instalada de cogeração a gás natural. Esta redução foi igualmente considerada no Teste de Stress.
- No que respeita ao armazenamento de eletricidade, tendo 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, foram estabelecidos os cenários de evolução da capacidade de armazenamento que constam na seguinte tabela.

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

	2022	2025	2027	2030	2040
Cenário Ambição	0	100	150	200	500
Cenário Conservador	0	100	150	200	300

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 2021-2040:

Tabela 7 – Previsão da evolução da capacidade no período 2021-2040 - CENÁRIO CONSERVADOR (MW)

Tecnologia (MW)	2021	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	3 829	2 839	2 311	1 783
Tapada Outeiro C.C.	990	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	0,5
Total Térmica	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 312	1 784					
Cogeração não renovável	665	658	645	632	618	608	598	554	510	465	416	399
Cogeração renovável	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510
Total Cogeração	1 175	1 168	1 155	1 142	1 128	1 118	1 108	1 064	1 020	975	926	909
Grandes Hídricas**	6 394	7 388	7 388	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548
Gouvães	0	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Daivões	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160
<i>das quais reversíveis</i>	2 713	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)***	611	611	611	611	611	611	611	611	611	611	611	611
Total Hídrica	7 005	7 999	7 999	8 159	8 159	8 159	8 159	8 159	8 159	8 159	8 159	8 159
Eólica onshore***	5 503	5 568	5 642	5 898	6 893	7 280	7 668	8 079	8 490	8 901	9 721	10 541
Eólica offshore***	25	25	25	50	126	152	178	205	233	260	468	676
Total Eólica	5 528	5 593	5 667	5 948	7 019	7 432	7 846	8 284	8 723	9 161	10 189	11 217
Resíduos Sólidos Urbanos***	77	77	77	77	81	81	81	81	81	81	126	171
Biomassa (s/ cogeração)***	221	237	237	237	280	284	288	292	296	300	466	632
Biogás (s/ cogeração)***	79	79	79	79	97	97	97	97	97	97	151	204
Fotovoltaico (PV)***	1 047	2 209	2 806	5 703	6 373	10 140	10 301	10 463	10 624	10 786	11 432	12 078
Fotovoltaico Concentração (CPV)***	16	16	16	16	224	277	330	387	443	500	500	500
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	0	0	0	129	162	195	230	265	300	386	471
Total Solar	1 063	2 225	2 822	5 718	6 725	10 579	10 827	11 080	11 333	11 586	12 318	13 049
Ondas***	0	0	0	1	30	38	46	54	62	70	90	110

Geotermia***	0	0	0	0	26	32	39	46	53	60	48	36
Produção Distribuída****	564	692	827	962	1 098	1 274	1 451	1 638	1 826	2 013	2 887	3 743
Fotovoltaico (PV)***	557	683	817	951	1 085	1 261	1 438	1 625	1 813	2 000	2 875	3 731
Hídrica***	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Biomassa***	0,0	1,1	2,7	4,4	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Biogás***	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Armazenamento	0	0	0	0	100	125	150	167	183	200	250	300
TOTAL	19 540	21 899	22 692	26 152	28 573	33 049	33 921	34 791	35 661	35 542	37 920	40 314
<i>do qual Renovável</i>	<i>15 046</i>	<i>17 411</i>	<i>18 218</i>	<i>21 691</i>	<i>24 125</i>	<i>28 611</i>	<i>29 493</i>	<i>30 407</i>	<i>31 322</i>	<i>32 237</i>	<i>35 193</i>	<i>38 131</i>
<i>do qual Não-Renovável</i>	<i>4 494</i>	<i>4 488</i>	<i>4 474</i>	<i>4 461</i>	<i>4 448</i>	<i>4 438</i>	<i>4 428</i>	<i>4 384</i>	<i>4 339</i>	<i>3 305</i>	<i>2 727</i>	<i>2 183</i>

* Capacidade máxima

** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Caniçada

***Potência de ligação

**** 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 2021-2040:

Tabela 8 – Previsão da evolução da capacidade no período 2021-2040 - CENÁRIO AMBIÇÃO (MW)

Tecnologia (MW)	2021	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	3 829	2 839	2 179	1 519
Tapada Outeiro C.C.	990	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	0,5
Total Térmica	3 829	2 839	2 180	1 520								
Cogeração não renovável	665	658	645	632	618	608	598	554	510	465	366	332
Cogeração renovável	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510
Total Cogeração	1 175	1 168	1 155	1 142	1 128	1 118	1 108	1 064	1 020	975	876	842
Grandes Hídricas**	6 394	7 388	7 388	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548	7 548
Gouvães	0	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Daivões	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114

Alto Tâmega (Vidago)	0	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160	160
<i>das quais reversíveis</i>	2 713	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)***	611	611	611	611	611	611	611	611	611	611	611	611
Total Hídrica	7 005	7 999	7 999	8 159								
Eólica onshore***	5 503	5 568	5 642	5 898	6 893	7 280	7 668	8 079	8 490	8 901	9 926	10 951
Eólica offshore***	25	25	25	50	126	152	178	205	233	260	520	780
Total Eólica	5 528	5 593	5 667	5 948	7 019	7 432	7 846	8 284	8 723	9 161	10 446	11 731
Resíduos Sólidos Urbanos***	77	77	77	77	81	81	81	81	81	81	137	193
Biomassa (s/ cogeração)***	221	237	237	237	280	284	288	292	296	300	508	715
Biogás (s/ cogeração)***	79	79	79	79	97	97	97	97	97	97	164	231
Fotovoltaico (PV)***	1 047	2 209	2 806	5 703	6 373	10 140	10 301	10 463	10 624	10 786	11 594	12 401
Fotovoltaico Concentração (CPV)***	16	16	16	16	224	277	330	387	443	500	500	500
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	0	0	0	129	162	195	230	265	300	471	642
Total Solar	1 063	2 225	2 822	5 718	6 725	10 579	10 827	11 080	11 333	11 586	12 565	13 543
Ondas***	0	0	0	1	30	38	46	54	62	70	110	150
Geotermia***	0	0	0	0	26	32	39	46	53	60	45	30
Produção Distribuída****	564	692	827	962	1 098	1 274	1 451	1 638	1 826	2 013	2 928	3 843
Fotovoltaico (PV)***	557	683	817	951	1 085	1 261	1 438	1 625	1 813	2 000	2 915	3 830
Hídrica***	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Biomassa***	0,0	1,1	2,7	4,4	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Biogás***	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Armazenamento	0	0	0	0	100	125	150	167	183	200	350	500
TOTAL	19 540	21 899	22 692	26 152	28 573	33 049	33 921	34 791	35 661	35 542	38 466	41 457
do qual Renovável	15 046	17 411	18 218	21 691	24 125	28 611	29 493	30 407	31 322	32 237	35 921	39 605
do qual Não-Renovável	4 494	4 488	4 474	4 461	4 448	4 438	4 428	4 384	4 339	3 305	2 545	1 852

* Capacidade máxima.

** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Caniçada

*** Potência de ligação

**** 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 da 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 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 iniciem a sua construção até 31 de dezembro de 2022. No caso das Grandes Hídricas, para além da capacidade instalada, foram consideradas as capacidades das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, atualmente em construção, com previsão de entrada em exploração comercial em 2022 (Gouvães e Daivões) e início de 2024 (Alto Tâmega). O horizonte temporal considerado para o Teste de Stress são os próximos cinco anos (2023-2027), 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 2021-2027 – TESTE DE STRESS (MW)

Tecnologia (MW)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Grandes Térmicas*	3 829	3 829	3 829	3 829	2 839	2 839	2 839
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	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	3 829	2 839	2 839	2 839
Cogeração não renovável	665	632	598	565	532	499	465
Cogeração renovável	510	510	510	510	510	510	510
Total Cogeração	1 175	1 142	1 108	1 075	1 042	1 009	975
Grandes Hídricas**	6 394	7 388	7 388	7 548	7 548	7 548	7 548
Gouvães	0	880	880	880	880	880	880
Daivões	0	114	114	114	114	114	114
Alto Tâmega (Vidago)	0	0	0	160	160	160	160
<i>das quais reversíveis</i>	2 713	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593	3 593
Pequenas Centrais Hídricas (< 30 MW)***	611	611	611	611	611	611	611
Total Hídrica	7 005	7 999	7 999	8 159	8 159	8 159	8 159
Eólica onshore***	5 503	5 568	5 642	5 709	5 709	5 709	5 709
Eólica offshore***	25	25	25	25	25	25	25
Total Eólica	5 528	5 593	5 667	5 734	5 734	5 734	5 734
Resíduos Sólidos Urbanos***	77	77	77	77	77	77	77

Biomassa (s/ cogeração)***	221	237	237	237	237	237	237
Biogás (s/ cogeração)***	79	79	79	79	79	79	79
Fotovoltaico (PV)***	1 047	2 209	2 806	3 074	3 074	3 324	3 324
Fotovoltaico Concentração (CPV)***	16	16	16	16	16	16	16
Solar Térmico Concentrado (CSP)***	0	0	0	0	0	0	0
Total Solar	1 063	2 225	2 822	3 090	3 090	3 340	3 340
Ondas***	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia***	0	0	0	0	0	0	0
Produção Distribuída****	564	692	827	962	962	962	962
Fotovoltaico (PV)***	557	683	817	951	951	951	951
Hídrica***	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eólica***	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Biomassa***	0,0	1,1	2,7	4,4	4,4	4,4	4,4
Biogás***	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Armazenamento	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	19 540	21 872	22 646	23 243	22 219	22 436	22 403
do qual Renovável	15 046	17 411	18 218	18 848	18 848	19 098	19 098
do qual Não-Renovável	4 494	4 461	4 428	4 395	3 371	3 338	3 305

* Capacidade máxima

** Inclui, a partir de 2021, 6 MW relativos ao aumento de potência da central hidroelétrica de Caniçada

*** Potência de ligação

**** 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) e do consumo dos eletrolisadores para produção de hidrogénio verde ligados à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Outros instrumentos e estratégias são tidos em conta no presente RMSA-E.

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 contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, parte da mesma interligada com o SEN, e como tal, será necessário avaliar os respetivos impactos.

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	
2022-2030	2031-2040	2022-2030	2031-2040
4057	6606	3246	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 2022-2030 e 2031-2040 (em ambos os cenários).

No que diz respeito às poupanças de eletricidade nos restantes setores, no período 2022-2030, 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 2018-2020 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 2018 e 2020.

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	
2022-2030	2031-2040	2022-2030	2031-2040
1269	440	1015	350

Fonte: Estimativa DGEG

4.2. 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, de que resultaram os valores apresentados nas tabelas seguintes.

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

Embora em anteriores RMSA-E a evolução do número de veículos PHEV no cenário Ambição tenha estado alinhada com as projeções consideradas no PNEC, no atual exercício tem-se em conta a informação pública sobre os planos estratégicos dos fabricantes, que na sua maior parte pretende apostar nos BEV, eliminando os modelos com motores a combustão nos próximos anos, o que resulta numa penetração mais lenta no segmento dos PHEV. A evolução das vendas de veículos BEV no cenário Ambição é coerente com a meta de incorporação de 20% de energias renováveis no consumo final bruto de energia nos transportes em 2030, definida no PNEC, sendo assumido, nesse cenário, um crescimento contínuo das vendas desses veículos. O cenário Conservador prevê uma evolução mais conservadora da penetração de veículos BEV e PHEV. No cenário Ambição a mobilidade partilhada tem um papel crescente ao longo da década, ao passo que no cenário Continuidade se assume a manutenção do paradigma atual de mobilidade individualizada (o efeito da mobilidade partilhada e utilização de veículos autónomos é considerada na quilometragem média anual do tipo de veículo em causa).

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 BEV		Total N.º
	BEV		PHEV		N.º	km (média anual)	
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo elétrico)			
2021	40257	10019	46650	5000	1548	9803	93270
2022	64000	10776	55000	5100	4000	10333	123000
2023	87000	11421	65000	5200	8500	10758	160500
2024	115500	11966	75000	5300	16000	11097	206500
2025	149000	12422	85000	5400	25000	11367	263000
2026	200000	12802	100000	5500	34000	11582	344000
2027	265000	13120	115000	5600	44000	11756	441500
2028	347000	13385	130000	5700	56500	11896	561500
2029	442000	13610	145000	5800	70500	12011	697500
2030	551000	13800	160000	5900	86000	12106	851000
2035	973000	14587	210000	6000	163500	12474	1601000
2040	1158700	15130	250000	6000	231000	12702	2210200

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 BEV		Total N.º
	BEV		PHEV		N.º	km (média anual)	
	N.º	km (média anual)	N.º	km (média anual em modo elétrico)			
2021	40257	10019	46650	5000	1548	9803	93270
2022	79500	10776	65000	5100	4000	10333	228500
2023	120900	11825	90000	5200	19500	10758	406400
2024	165800	12386	130000	5300	50000	11097	620800

2025	216150	12848	175000	5400	85000	11367	863150
2026	298885	13292	225000	5500	119500	11582	1116385
2027	414500	13675	275000	5600	160000	11756	1387500
2028	560400	13989	330000	5700	206000	11896	1673400
2029	736300	14246	390000	5800	257000	12011	1972300
2030	937000	14456	450000	5900	313500	12106	2279500
2035	1629000	15686	400000	6000	550000	12474	3067000
2040	2109000	15892	340000	6000	728000	12702	3177000

Tabela 14 – Previsão de evolução dos veículos pesados de passageiros BEV nos cenários Conservador e Ambição

	Pesados de passageiros BEV		
	Conservador	Ambição	km (média anual)
	Nº	Nº	
2021	90	90	30525
2022	140	220	30931
2023	160	410	32 000
2024	181	621	33 000
2025	213	816	34 000
2026	246	1037	35 000
2027	283	1282	36 000
2028	321	1549	37 000
2029	361	1838	38 500
2030	403	2147	40 000
2035	638	3898	45 000
2040	900	5880	50 000

Tabela 15 – Previsão de evolução dos veículos pesados de mercadorias BEV nos cenários Conservador e Ambição

	Pesados de mercadorias BEV		
	Conservador	Ambição	km (média anual)
	Nº	Nº	
2021	10	10	20 000
2022	13	16	20 000
2023	20	30	30 000
2024	30	50	32 500
2025	45	80	35 000
2026	85	170	37 500
2027	135	270	40 000
2028	195	390	42 500
2029	265	530	45 000

2030	345	690	47 500
2035	945	1890	55 000
2040	1805	3610	70 000

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

	Navios fluviais de passageiros BEV	
	Conservador	Ambição
	Nº	Nº
2022	0	0
2023	3	3
2024	8	8
2025	10	10
2026	10	10
2027	10	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 2021 e são determinadas com base na evolução prevista da capacidade instalada para os três cenários de oferta. Estima-se que em 2021 o autoconsumo das instalações de cogeração tenha atingido 1081 GWh⁴. Quanto ao autoconsumo de centrais térmicas, excluindo as Grandes Térmicas, estima-se que, nesse ano, tenha atingido os 1295 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 2021, em

³ Na ausência de informação adicional, foram considerados os valores apresentados no RMSA-E 2021 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.

⁴ 487 GWh relativos a cogeração a gás natural, 402 GWh a cogeração com fontes de energia renovável e 192 GWh a cogeração com outras fontes não renováveis (resíduos industriais e outros resíduos não renováveis).

Portugal Continental, era de cerca de 707 MW⁵ e a produção estimada em 2021 de aproximadamente 768 GWh⁶.

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	H2, data centers e outros	Total	Grandes Instalações	Produção descentralizada	H2, data centers e outros	Total	Grandes Instalações	Produção descentralizada	H2, data centers e outros	Total
2023	1 197	894	143	2 234	1 197	894	248	2 339	1 154	648	248	2 049
2024	1 185	1 087	681	2 953	1 185	1 087	864	3 136	1 125	773	864	2 762
2025	1 195	1 280	1 200	3 675	1 203	1 280	2 075	4 558	1 095	773	2 075	3 943
2026	1 196	1 503	2 694	5 393	1 196	1 503	4 665	7 364	1 065	773	4 665	6 504
2027	1 189	1 755	3 306	6 250	1 189	1 755	6 286	9 230	1 034	773	6 286	8 094
2028	1 152	2 014	3 567	6 732	1 152	2 014	6 770	9 935				
2029	1 114	2 282	3 980	7 376	1 114	2 282	7 518	10 914				
2030	1 075	2 549	4 088	7 712	1 075	2 549	7 736	11 361				
2035	1 175	3 738	4 439	9 353	1 166	3 857	8 396	13 419				
2040	1 305	5 018	4 790	11 112	1 316	5 162	9 050	15 528				

4.4. Hidrogénio verde – Novos grandes consumos ligados à RESP

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 parte desta será efetuada com produção dedicada e outra interligada com o SEN. A produção a partir de eletricidade proveniente de ligação ao SEN leva a que os consumos daí decorrentes devam ser vertidos no presente exercício.

Da opinião recolhida junto dos principais promotores constituídos na presente data, constatou-se que, para a maximização do valor dos projetos, uma parte importante (com destaque para os descentralizados) prevê a instalação de FER para produção própria, e em alguns casos com sistemas híbridos, para o abastecimento dos eletrolisadores para a produção de hidrogénio, privilegiando uma operação sem ligação à rede. Não obstante, e com base na informação disponível na EN-H2 e até ao momento, existirá parte da capacidade interligada a consumir a partir da RESP. Assim, para efeitos do RMSA-E 2022, foram considerados os cenários de evolução da potência instalada de eletrolisadores que constam da tabela seguinte.

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

	2023	2025	2027	2030	2040
Cenário Ambição	100*	450	1040	1250	1500
Cenário Conservador	100*	225	430	520	630

* Capacidade instalada até final de 2023

⁵ 56,3 MW relativos a UPP, 480,1 MW a UPAC e 170,2 MW a unidades de micro/mini produção.

⁶ 243,3 GWh relativos a micro/mini produção, com 1429 horas de utilização por ano, 86,4 GWh a UPP, com 1536 horas de utilização por ano e 438,2 GWh a UPAC, com 913 horas de utilização por ano.

Para efeitos de cenarização da procura e da sua simulação foram considerados os perfis de utilização previstos pelos maiores projetos de eletrolisadores 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 que no cenário Ambição considerou-se que os mesmos seriam abastecidos 35% diretamente pela RESP e os restantes 65% através de produção própria.

Para o cenário Ambição, considera-se ainda uma análise de sensibilidade, em termos de segurança de abastecimento, a um consumo da RESP de cerca de 75% (trajetória Superior Ambição – ver capítulo 6), para os anos de 2027 e 2030.

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

4.5. *Datacenters* e outros grandes consumos

Da opinião recolhida junto dos principais promotores constatou-se que, para a maximização do valor dos projetos, uma parte importante destes prevê a instalação de FER para produção própria, e em alguns casos com sistemas híbridos, para o abastecimento dos consumos, privilegiando uma operação com ligação à RESP limitada em termos de consumo global de energia.

Na tabela seguinte apresentam-se os cenários de evolução da potência instalada em *datacenters* e outros grandes consumidores com ligação à RESP.

Tabela 19 – Capacidade instalada de *datacenters* e de outros grandes consumidores interligada com a RESP (MW)

	2023	2025	2027	2030	2040
Cenário Ambição	56	185	425	605	726
Cenário Conservador	28	93	213	303	363

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.

Para o cenário Ambição, considera-se ainda uma análise de sensibilidade, em termos de segurança de abastecimento, a um consumo da rede de cerca de 75% (trajetória superior ambição – ver capítulo 6), para os anos de 2027 e 2030.

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

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	
	GWh		GWh	GWh		tvh ⁷	GWh	%	GWh
2023	947	303	47 943	1,3%	2234	4 699	9,3%	50 408	0,6%
2024	1 420	417	49 160	2,5%	2953	4 724	9,3%	50 932	1,0%
2025	1 894	553	50 383	2,5%	3675	4 749	9,2%	51 458	1,0%
2026	2 367	747	52 821	4,8%	5393	4 796	9,2%	52 224	1,5%
2027	2 841	989	54 135	2,5%	6250	4 816	9,1%	52 701	0,9%
2028	3 314	1 296	55 052	1,7%	6732	4 832	9,1%	53 152	0,9%
2029	3 788	1 654	56 228	2,1%	7376	4 859	9,0%	53 710	1,1%
2030	4 261	2 065	57 054	1,5%	7712	4 880	9,0%	54 221	1,0%
2035	7 079	3 746	60 261		9353	5 035	9,0%	55 943	
2040	9 896	4 671	62 843		11 112	5 116	9,0%	56 847	

Tabela 21 – Cenário Central Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh		GWh	GWh		tvh ⁸	GWh	%	GWh
2023	1 184	460	48 054	1,7%	2339	4 699	9,3%	50 415	0,8%
2024	1 775	736	49 546	3,1%	3136	4 745	9,3%	51 155	1,5%
2025	2 367	1 055	52 005	5,0%	4558	4 824	9,2%	52 271	2,2%
2026	2 959	1 483	56 551	8,7%	7364	4 974	9,2%	54 161	3,6%
2027	3 551	2 041	59 741	5,6%	9230	5 080	9,1%	55 590	2,6%
2028	4 142	2 732	61 319	2,6%	9935	5 139	9,1%	56 522	1,7%
2029	4 734	3 556	63 442	3,5%	10914	5 224	9,0%	57 753	2,2%
2030	5 326	4 492	64 866	2,2%	11361	5 292	9,0%	58 797	1,8%
2035	8 849	7 701	69 443		13419	5 541	9,0%	61 565	
2040	12 372	10 016	73 248		15 528	5 709	9,0%	63 429	

Tabela 22 – Cenário Superior Ambição

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh		GWh	GWh		tvh ⁹	GWh	%	GWh
2023	1 184	460	48 374	1,9%	2339	4 732	9,3%	50 768	1,0%
2024	1 775	736	49 992	3,3%	3136	4 791	9,3%	51 646	1,7%
2025	2 367	1 055	52 490	5,0%	4558	4 874	9,2%	52 805	2,2%
2026	2 959	1 483	57 137	8,9%	7364	5 033	9,2%	54 806	3,8%
2027	3 551	2 041	60 431	5,8%	9230	5 149	9,1%	56 350	2,8%
2028	4 142	2 732	62 116	2,8%	9935	5 219	9,1%	57 399	1,9%
2029	4 734	3 556	64 350	3,6%	10914	5 315	9,0%	58 751	2,4%
2030	5 326	4 492	65 887	2,4%	11361	5 393	9,0%	59 919	2,0%

⁷ Taxa de variação homóloga

⁸ Taxa de variação homóloga

⁹ Taxa de variação homóloga

2035	8 849	7 701	71 087		13419	5 703	9,0%	63 371	
2040	12 372	10 016	75 608		15 528	5 942	9,0%	66 022	

Tabela 23 – Cenário Inferior Conservador

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh	GWh	GWh	tvh ¹⁰	GWh	GWh	%	GWh	tvh
2023	947	303	47 686	1,1%	2234	4 672	9,3%	50 125	0,4%
2024	1 420	417	48 840	2,4%	2953	4 691	9,3%	50 578	0,9%
2025	1 894	553	49 997	2,4%	3675	4 710	9,2%	51 032	0,9%
2026	2 367	747	52 368	4,7%	5393	4 750	9,2%	51 725	1,4%
2027	2 841	989	53 613	2,4%	6250	4 763	9,1%	52 127	0,8%
2028	3 314	1 296	54 459	1,6%	6732	4 773	9,1%	52 500	0,7%
2029	3 788	1 654	55 563	2,0%	7376	4 792	9,0%	52 979	0,9%
2030	4 261	2 065	56 315	1,4%	7712	4 807	9,0%	53 409	0,8%
2035	7 079	3 746	59 122		9353	4 922	9,0%	54 692	
2040	9 896	4 671	61 253		11 112	4 959	9,0%	55 100	

Tabela 24 – Cenário Superior Ambição – Teste de Stress

Ano	Novas Poupanças acumuladas	Veículos elétricos	Consumo Total no Continente		Autoconsumo	Perdas		Consumo referido à produção líquida	
	GWh	GWh	GWh	tvh ¹¹	GWh	GWh	%	GWh	tvh
2023	1 184	460	48 374	1,9%	2049	4 762	9,3%	51 087	1,2%
2024	1 775	736	49 992	3,3%	2762	4 829	9,3%	52 058	1,9%
2025	2 367	1 055	52 490	5,0%	3943	4 936	9,2%	53 483	2,7%
2026	2 959	1 483	57 137	8,9%	6504	5 120	9,2%	55 753	4,2%
2027	3 551	2 041	60 431	5,8%	8094	5 263	9,1%	57 600	3,3%

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 inicie a construção até final de 2022, 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 AIE.

¹⁰ Taxa de variação homóloga

¹¹ Taxa de variação homóloga

5.1. Preços dos combustíveis

Tabela 25 – Previsão de evolução dos preços dos principais combustíveis

	PETRÓLEO ¹²	GÁS NATURAL ¹³
	USD ₂₀₂₁ /bbl	CIF RNTIAT USD ₂₀₂₁ /MBtu
2022	82	31,0
2023	76	19,7
2024	78	13,3
2025	80	7,3
2026	82	7,5
2027	83	7,7
2028	85	7,8
2029	87	8,0
2030	89	8,2
2035	92	8,6
2040	95	9,0

Nota: No ano de 2022 considerou-se a média dos preços spot verificados até à data com a média dos futuros para maturidades posteriores. No ano de 2023 os preços resultam da média de cotações de futuros. (Crude Brent; GN TTF – Title Transfer Capacity e NBP – National Balancing Point)

5.2. Preços das Licenças de CO₂

Os preços das licenças de CO₂ para o período 2023-2028 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 16 de março de 2022) e apresentados na Tabela 26.

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

	Unid.	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Preço	€/t	79,00	80,75	84,20	87,70	91,20	94,70

No horizonte 2040 assumiu-se o valor do *Stated Policies Scenario - European Union* da Agência Internacional de Energia, publicado no *World Energy Outlook 2021*, de 75 USD₂₀₂₀/t, convertido para euros com base na cotação média euro/dólar verificada em 2020.

Todos estes valores foram revistos para preços de 2021 e, de seguida, os valores para os anos intermédios foram obtidos por interpolação linear.

¹² Com base na tendência de evolução prevista do preço no *Stated Policies Scenario* da Agência Internacional de Energia publicado no *World Energy Outlook 2021*. Preços revistos para preços de 2021 com base no índice de preços no consumidor, segmento energia, verificado nos países da OCDE.

¹³ Na fronteira Portugal-Espanha para o GN e à entrada do terminal de Sines para o GNL

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

	Unid.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2030	2035	2040
Preço	€ ₂₀₂₁ /t	75,4	75,9	78,1	80,2	82,2	84,2	81,3	73,9	66,5

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 389.º da Lei n.º 75-B de 2021. De notar que, contrariamente ao carvão, 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 2021 (€/GJ)*	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
2023	0,307	40%	0,12
≥ 2024	0,307	50%	0,15

* Na inexistência, à data, de Lei do Orçamento de Estado aprovada para o ano de 2022, são assumidos os valores definidos na Lei do Orçamento de Estado para 2021 (artigo 389.º da Lei n.º 75-B de 2021).

6. Análises e Indicadores

No RMSA-E 2022 serão analisadas três trajetórias, uma das quais inclui uma análise de sensibilidade à procura e uma outra duas análises de sensibilidade à procura e uma análise de sensibilidade à oferta, 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 2027 e 2030, com 75% do consumo dos eletrolisadores e *datacenters* e grandes consumos a abastecer pela RESP (face aos 35% do cenário base);

- c) à oferta, no estágio de 2025, correspondente à desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, na data de fim do Contrato de Aquisição de Energia (CAE), que ocorrerá em março de 2024;
- 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 inicie a construção até 31 de dezembro de 2022;

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	Trajectoria Conservadora			
Ambição			Trajectoria Ambição	Sensibilidade (*)	
Teste de Stress					Teste de Stress

(*) no âmbito do presente exercício, foi considerada uma análise de sensibilidade adicional à oferta, no estágio de 2025, correspondente à desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, na data de fim do CAE (março de 2024); em 2027 e 2030 foi considerada uma análise de sensibilidade adicional à procura com 75% do consumo dos eletrolisadores e *datacenters* e grandes consumos a abastecer pela RESP.

Serão analisados os seguintes indicadores na análise da garantia de abastecimento:

1. ICP - Índice de Cobertura Probabilístico ≥ 1 :
 - a) Metodologia probabilística – utilização do modelo RESERVAS¹⁴;
 - b) Nível de risco associado ao ICP – nível de confiança de 95% (1 ocorrência a cada 20 anos) e de 99% (1 ocorrência a cada 100 anos);
2. LOLE ≤ 5 horas (LOLE – *Loss of Load Expectation*) – utilização do modelo PS-MORA¹⁵.

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).

¹⁴ O cálculo do ICP será realizado para a Trajetória Ambição (cenário de oferta e procura) e para o Teste de Stress.

¹⁵ 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.



6

ANEXOS

REN 

6



ANEXOS

ANEXO 2

CENÁRIOS DE PREVISÃO DA PROCURA DE
ELECTRICIDADE PARA O PERÍODO 2022-2040

REN 

Índice

1.	Introdução e Objetivo	7
2.	Análise da Procura de Eletricidade	12
2.1	Procura Anual	12
2.2	Consumo Final por Sectores	17
2.2.1	Sector da Indústria e Agricultura	20
2.2.2	Sector Terciário	23
2.2.3	Sector Residencial	26
3.	Cenarização e Vetores de Mudança	29
4.	Metodologia de Previsão	34
4.1	Previsão de Curto Prazo	35
4.2	Previsão de Longo Prazo	36
4.2.1	Modelos estruturais	38
4.2.2	Modelos econométricos estimados	39
4.2.3	Evolução dos coeficientes das variáveis económicas	42
5.	Cenários Macroeconómicos	44
6.	Novas Medidas de Eficiência Energética	47
7.	Mobilidade Elétrica	50
8.	Produção de Hidrogénio Verde	57
9.	Datacenters e Outros Grandes Consumos	60
10.	Previsão do Consumo Final de Eletricidade	62
11.	Autoconsumo	65
12.	Fator de Perdas nas Redes	69
13.	Previsão do Consumo de Eletricidade Referido à Produção Líquida	70
14.	Síntese dos Resultados Obtidos	72
15.	Comparação com Previsões de Estudos Anteriores	76

Índice de Figuras

Figura 1- Evolução do consumo final e do consumo referido à produção líquida. Período 1980-2021.....	13
Figura 2 – Evolução anual das taxas de crescimento da procura de eletricidade e do PIB em volume. Período 2000-2021	14
Figura 3 – Evolução anual da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2000-2021....	15
Figura 4 – Evolução anual da procura total de eletricidade per capita. Período 2000-2021.....	16
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.....	16
Figura 6 – Evolução do consumo de eletricidade per capita em Portugal Continental e Espanha Peninsular. Período 2000-2021	17
Figura 7 – Evolução do consumo final de eletricidade por sectores. Período 1980-2021.....	17
Figura 8 – Repartição do consumo final de eletricidade por sectores. Período 1980-2021.....	20
Figura 9 – Evolução do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura. Período 1980- 2021	21
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 1980-2021.....	22
Figura 11 – Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura. Período 1980-2021	23
Figura 12 – Evolução do consumo final de eletricidade no sector Terciário. Período 1980-2021.....	24
Figura 13 – Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade no sector Terciário, do respetivo VAB e do PIB. Período 1980-2021.....	24
Figura 14 – Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário. Período 1980- 2021	25
Figura 15 – Evolução do consumo final de eletricidade no sector Residencial. Período 1980-2021.....	26
Figura 16 – Evolução das taxas de crescimento do consumo final de eletricidade do sector Residencial, do RDBF e do PIB. Período 1980-2021.....	27

Figura 17 – Evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Residencial. Período 1980-2021.....	28
Figura 18 – Evolução do número de consumidores e do consumo por consumidor do sector Residencial. Período 1980-2020	29
Figura 19 – Macrotendências e fatores de incerteza no longo prazo	30
Figura 20 – Caracterização dos diferentes cenários	33
Figura 21 – Etapas da previsão de curto prazo	35
Figura 22 – Etapas da previsão de longo prazo em cada cenário/visão	37
Figura 23 – Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector da Indústria e Agricultura	40
Figura 24 – Evolução das componentes do modelo estrutural da procura de eletricidade do sector Terciário.....	41
Figura 25 – Evolução das componentes do modelo estrutural causal da procura de eletricidade do sector Residencial.....	42
Figura 26 – Evolução dos coeficientes das variáveis económicas	43
Figura 27 – Evolução prevista para o PIB - Cenários DGEG 2022-2040	46
Figura 28 – Evolução prevista para o RDBF – com base nos Cenários do PIB DGEG 2022-2040	46
Figura 29 – Evolução prevista para o VAB da Agricultura, Indústria e Construção – com base nos Cenários do PIB da DGEG 2022-2040	47
Figura 30 – Evolução prevista para o VAB dos Serviços – com base nos Cenários do PIB da DGEG 2022-2040.....	47
Figura 31 – Evolução prevista das poupanças de eletricidade anuais incrementais - Cenários DGEG.....	49
Figura 32 – Evolução prevista das poupanças de eletricidade acumuladas - Cenários DGEG.....	49
Figura 33 – Impacto acumulado das poupanças no consumo final de eletricidade previsto.....	50
Figura 34 – Evolução do parque dos BEV e PHEV em Portugal. Período 2015-2021.....	51

Figura 35 – Peso nas vendas totais de veículos dos BEV e PHEV em Portugal (ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias e pesados de passageiros).....	51
Figura 36 – Quota de mercado dos VE em 2020, em alguns países	52
Figura 37 – Evolução prevista do número de VE - Cenários DGEG	53
Figura 38 – Evolução prevista do consumo final de eletricidade dos VE - Cenários DGEG	55
Figura 39 – Impacto do consumo dos VE no consumo final de eletricidade previsto	56
Figura 40 – Consumo final de eletricidade dos VE no Mundo e peso dos VE no consumo de eletricidade por país/região (2019 e previsão 2030) (Global EV Outlook 2021 - AIE) (inclui todos os segmentos)	57
Figura 41 – Capacidade instalada de eletrolisadores – Cenários DGEG	58
Figura 42 – Evolução prevista do consumo final de eletricidade dos eletrolisadores para produção de H ₂ verde - Cenários DGEG	59
Figura 43 – Impacto acumulado previsto da produção de hidrogénio verde sobre o consumo de eletricidade	59
Figura 44 – Capacidade instalada de datacenters e outros grandes projetos – Cenários DGEG.....	60
Figura 45 – Evolução prevista do consumo final de eletricidade dos datacenters e outros - Cenários DGEG.....	61
Figura 46 – Impacto acumulado previsto dos datacenters e outros grandes projetos sobre o consumo de eletricidade.....	61
Figura 47 – Cenários de evolução prevista do consumo final de eletricidade. Período 2022-2040.....	63
Figura 48 – Cenários de evolução prevista do consumo final de eletricidade por setores. Período 2022-2040.....	64
Figura 49 – Evolução prevista do autoconsumo - Cenários DGEG.....	68
Figura 50 – Evolução do fator de perdas total e individual das redes de transporte e distribuição em Portugal Continental. Período 2003-2021.....	69
Figura 51 – Evolução prevista do fator de perdas total das redes de transporte e distribuição.....	70

Figura 52 – Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida. Período 2022-2040.....	71
Figura 53 – Efeito dos distintos vetores na previsão da procura – contributos em cada período	73
Figura 54 – Evolução anual prevista da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2022-2040.....	75
Figura 55 – Evolução anual prevista da procura total de eletricidade per capita. Período 2022-2040.....	76
Figura 56 – Cenários de evolução prevista do consumo referido à produção líquida. RMSA-E22 vs RMSA-E21 e RMSA-E20	77
Figura 57 – Cenários de evolução prevista do consumo final de eletricidade dos VE. RMSA-E22 vs RMSA-E21 e RMSA-E20	78
Figura 58 – Cenários de evolução prevista das poupanças de eletricidade acumuladas. RMSA-E22 vs RMSA-E21	80
Figura 59 – Cenários de evolução prevista do consumo de eletricidade das unidades de produção de H2. RMSA-E22 vs RMSA-E21	80
Figura 60 – Cenários de evolução prevista do autoconsumo. RMSA-E22 vs RMSA-E21 e RMSA-E20.....	81
Figura 61 – Cenários de evolução do PIB. RMSA-E22 vs RMSA-E21 e RMSA-E20	82

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Taxas médias de crescimento anual da procura de eletricidade	13
Tabela 2 – Taxas médias de crescimento anual do consumo final de eletricidade por sectores	19
Tabela 3 – Taxas médias de crescimento anual da procura de eletricidade	64
Tabela 4 – Taxas médias de crescimento anual previstas do consumo de eletricidade referido à produção líquida. Período 2022-2040	71
Tabela 5 – Taxas médias de crescimento anual previstas da intensidade da procura total de eletricidade no PIB. Período 2022-2040	75
Tabela 6 – Taxas médias de crescimento anual previstas da procura total de eletricidade per capita. Período 2022-2040	76

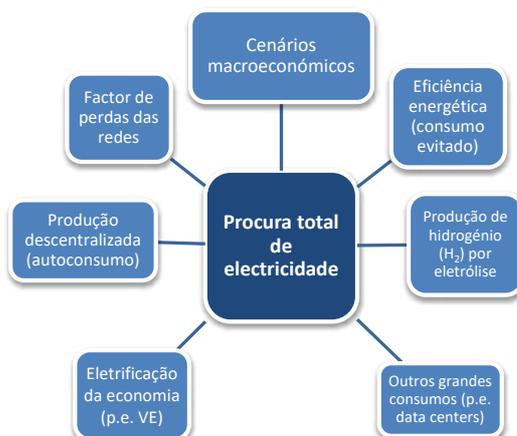
1. Introdução e Objetivo

O presente Anexo tem por objetivo apresentar os cenários de previsão da procura de eletricidade no período 2022-2040, 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:

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

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



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 sectores 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 expõe um conjunto de medidas e linhas de ação no sentido da maior eletrificação da economia nos sectores residencial, serviços e indústria. Contudo, não é apresentada a quantificação dessas medidas nem o seu impacto na procura de eletricidade. Assim, e à semelhança dos exercícios anteriores, neste exercício de cenarização não são incorporados os efeitos dessa eletrificação, nomeadamente ao nível dos edifícios, nas vertentes do arrefecimento e do aquecimento, e dos processos industriais.

Não obstante, sendo que essas medidas terão efeitos crescentes a médio/longo prazo, a lacuna agora identificada não terá resultados expressivos nos próximos anos e poderá vir a ser colmatada em próximos exercícios logo que a informação sobre a quantificação dessas medidas seja conhecida. Assim, neste exercício, no campo da eletrificação da economia, são apenas incorporados os 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.

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, 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, 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.

Cabe ainda sublinhar que as metas estabelecidas na EN-H2 contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, sendo parte com produção dedicada e outra interligada com a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Da opinião recolhida junto dos principais *stakeholders*, constatou-se que, para a maximização do valor dos projetos, a maioria dos promotores prevê a instalação de produção própria, e em alguns casos com sistemas híbridos (eólico e solar), para o abastecimento dos eletrolisadores para a produção de hidrogénio, privilegiando uma operação sem ligação à RESP.

Não obstante toda a incerteza relativamente ao desenvolvimento deste pilar, consideram-se no exercício de previsão da procura de eletricidade os impactos decorrentes de perspetivas futuras de evolução da potência instalada de eletrolisadores com ligação à RESP, baseadas em informação disponibilizada pelos principais promotores e informação disponível na EN-H2.

Para além disso, com base em informação recolhida junto de promotores, 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, nomeadamente *datacenters*, previstos entrar em exploração no período analisado e com ligação à RESP.

Por fim, pela primeira vez em exercícios de previsão considera-se o autoconsumo previsto associado a unidades de eletrólise para produção de H₂ e a *datacenters* e outros grandes projetos que se prevê entrem em exploração no período em estudo. Atendendo à sua dimensão, espelhada nos pressupostos da DGEG sobre a capacidade instalada destes projetos e sobre a componente que se prevê seja abastecida através de produção própria, afigura-se importante diferenciar o autoconsumo associado a esta dinâmica e que envolve, nomeadamente, a produção de H₂ e os *datacenters*.

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 electricidade 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:

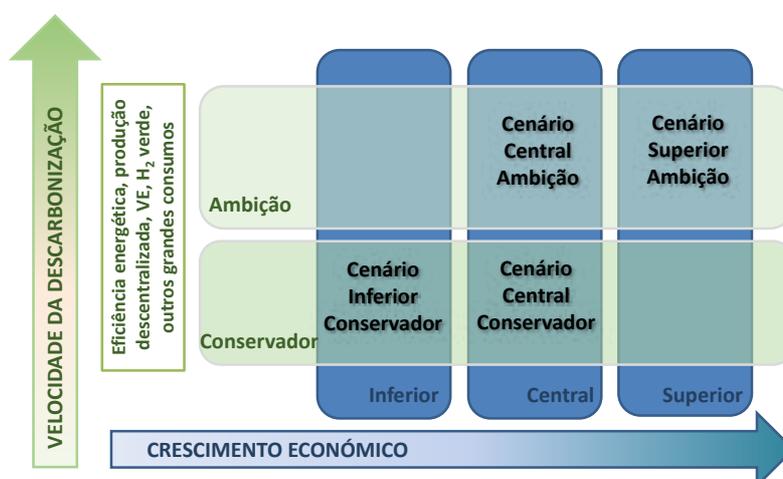
- ✓ Cenário Superior - com condições mais favoráveis de crescimento económico;
- ✓ Cenário Central - com condições mais moderadas de crescimento económico;
- ✓ Cenário Inferior - com condições menos favoráveis de crescimento económico

Quanto à evolução da produção descentralizada, da eficiência energética, da penetração dos veículos elétricos, da capacidade instalada de eletrolisadores e da capacidade instalada de *datacenters* e 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 2022. 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 (2023-2027), 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 passados de mercadorias.
- ❖ Consumo de eletricidade previsto por navio fluvial de passageiros
- ❖ Para o ano de 2021 (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 em *datacenters* 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

Procura total = Consumo referido à produção líquida + Autoconsumo

* corresponde ao somatório do consumo de energia elétrica por sector de atividade no Continente

(1)

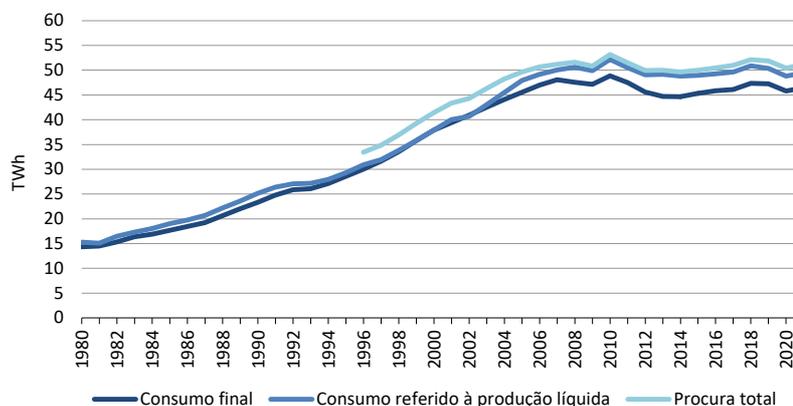
(2)

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. 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 1980-2021



Nota: consumo final para 2021 é estimado; Fonte: DGEG e REN

Consumo final=Procura Total-perdas nas redes

Consumo referido à produção líquida=Procura total -autoconsumo

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

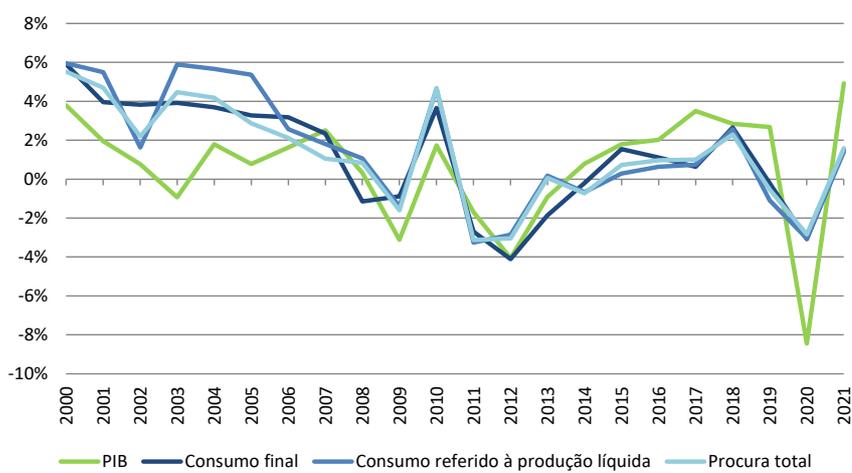
Período	Consumo final	Consumo referido à produção líquida	Procura total
1980-2021	2,9%	2,9%	-
1980-1990	5,0%	5,1%	-
1990-2000	5,0%	4,2%	-
2000-2010	2,6%	3,2%	2,5%
2010-2020	-0,6%	-0,7%	-0,5%
2011-2021	-0,2%	-0,2%	-0,1%
2016-2021	0,3%	0,1%	0,3%

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 nos últimos vinte e dois anos.

FIGURA 2 – EVOLUÇÃO ANUAL DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DA PROCURA DE ELETRICIDADE E DO PIB EM VOLUME. PERÍODO 2000-2021



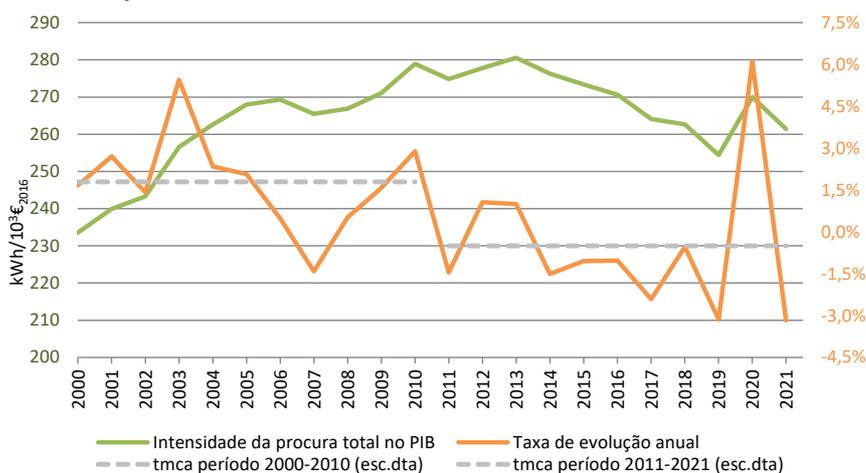
Como já referido, o ano de 2020 revelou-se bastante singular devido à pandemia, sendo caracterizado por um decréscimo da procura de cerca de 3,0%, ainda assim bastante inferior ao impacto no PIB (-8,4%). Se não se considerar este ano, destaca-se o período 2014-2019 com uma procura de eletricidade a apresentar sistematicamente um crescimento inferior ao registado no PIB, ao contrário do observado até então na maior parte dos anos. Em 2021 o consumo de eletricidade recuperou, mas teve um crescimento inferior ao do PIB que tinha diminuído consideravelmente no ano anterior.

No período representado, o PIB cresceu, em média, cerca de 0,5% 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 1,0% 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 2000-2021. 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.

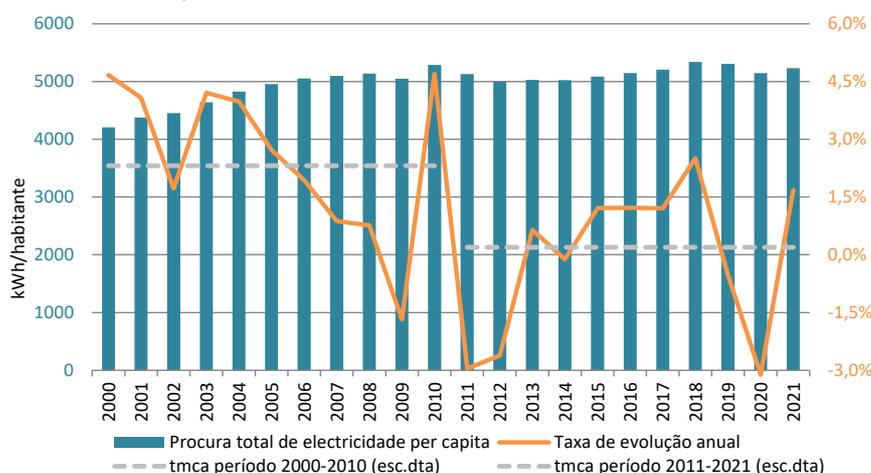
FIGURA 3 – EVOLUÇÃO ANUAL DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2000-2021



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, 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 -0,5% no período 2011-2021 que foi caracterizado por níveis de atividade económica e de consumo de eletricidade bastante inferiores aos do período anterior. Durante o período representado a intensidade cresceu 11,9%, mas refira-se que nos últimos cinco anos decresceu 3,4%.

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 2000-2021



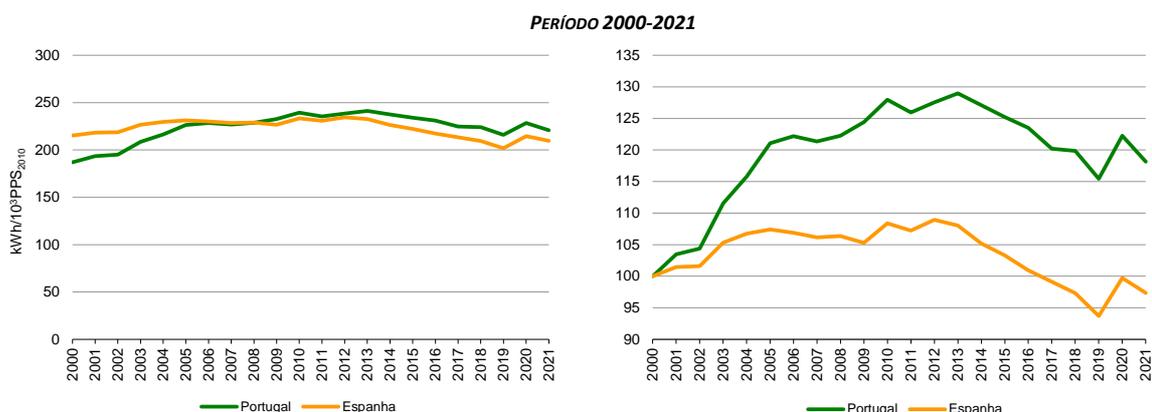
A taxa média de crescimento anual deste indicador foi de 2,3% no período 2000-2010 em comparação com uma taxa de 0,2% no período 2011-2021, embora importe destacar um crescimento médio anual de cerca de 1,6% no último quinquénio. No período em análise, a procura de electricidade per capita em Portugal Continental cresceu 24,3%.

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.

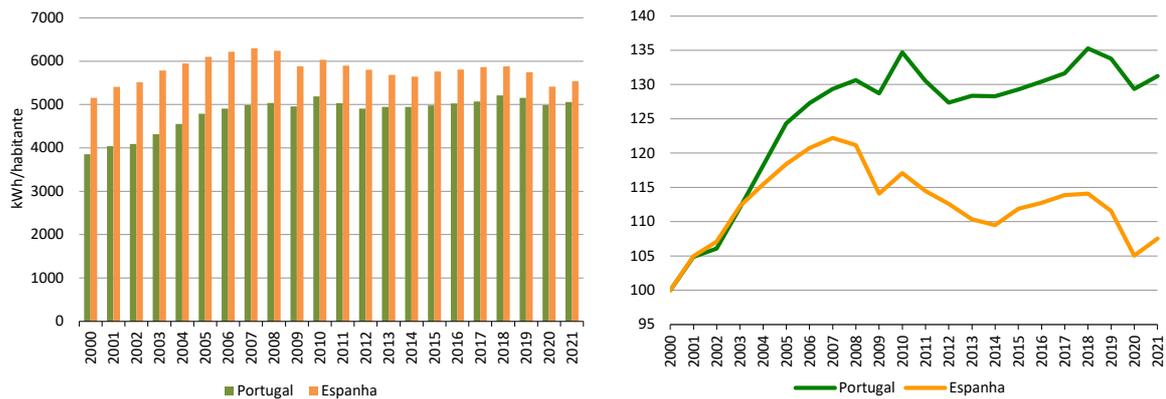
Comparativamente a Espanha, a intensidade do consumo de electricidade no PIB de Portugal, corrigido da paridade dos poderes de compra, superou a de Espanha a partir de 2009.

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



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 92% em 2021.

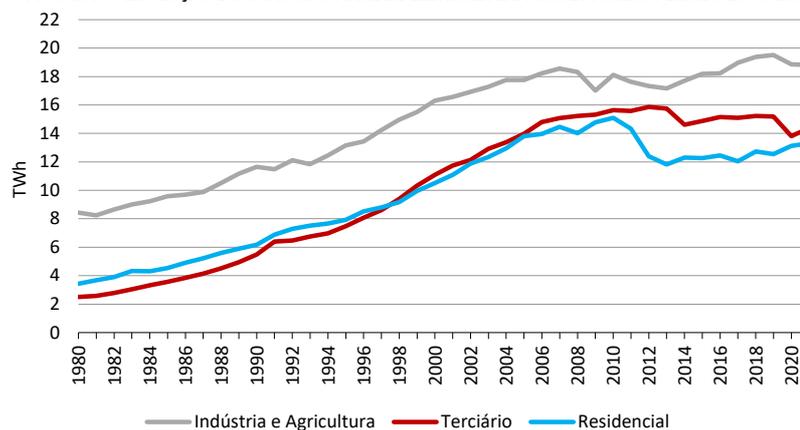
FIGURA 6 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE PER CAPITA EM PORTUGAL CONTINENTAL E ESPANHA PENINSULAR. PERÍODO 2000-2021



2.2 Consumo Final por Sectores

De seguida apresenta-se na Figura 7 a evolução do consumo final de eletricidade por sectores no período 1980-2021. Este consumo está dividido em três grandes grupos de consumidores: Indústria e Agricultura (incluindo a Construção); Terciário (incluindo os Transportes); Residencial.

FIGURA 7 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE POR SECTORES. PERÍODO 1980-2021



Fonte: até 2020 DGEG; valores estimados para 2021 (com base nas estatísticas rápidas da DGEG)

O sector da Indústria e Agricultura representa o grupo de consumidores com um 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 2021 apontam para uma recuperação do consumo no setor Terciário, bastante penalizado com a pandemia, e a continuação do crescimento do consumo no setor Residencial, embora para níveis inferiores a 2020.

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 consequente 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 consequências 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 2021 o consumo de eletricidade do sector Terciário mais do que quintuplicou o seu valor, tendo crescido, em média, 4,4% ao ano. Contudo, fruto das razões já apresentadas, houve um abrandamento considerável no seu ritmo de crescimento – no período 2011-2021 a evolução anual do consumo neste sector foi, em média, de -0,8%. Assiste-se, no entanto, a uma recuperação no quinquénio 2016-2021 traduzida por uma taxa média de crescimento de 1,4% ao ano.

TABELA 2 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DO CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDADE POR SECTORES

Período	Indústria e Agricultura	Terciário	Residencial
1980-2021	2,0%	4,4%	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%
2011-2021	0,6%	-0,8%	-0,7%
2016-2021	0,6%	-1,0%	1,4%

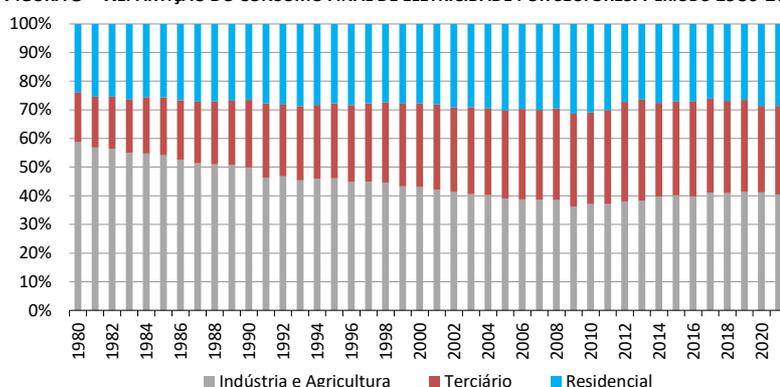
Quanto ao sector da Indústria e Agricultura, no período representado o consumo de eletricidade cresceu, em média, 2,0% ao ano. De realçar que as taxas médias de crescimento anual da última década e do último quinquénio foram superiores às do sector Terciário, consequência de uma maior aposta na Indústria, 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 0,7%. Todavia, e à semelhança dos outros sectores, 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 2016-2021 revelou uma taxa de crescimento média anual de 1,4%.

A evolução do peso do consumo de eletricidade de cada sector em relação ao consumo final total é perceptível pela análise da Figura 8.

FIGURA 8 – REPARTIÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE POR SECTORES. PERÍODO 1980-2021



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 40%. Por outro lado, o crescimento da importância do sector Terciário no consumo final é bastante notório, materializado na evolução do peso no consumo final total de 17% em 1980 para 31% em 2021. Com uma tendência mais estável surge o sector Residencial que evoluiu de um peso de 24% em 1980 para 29% em 2021.

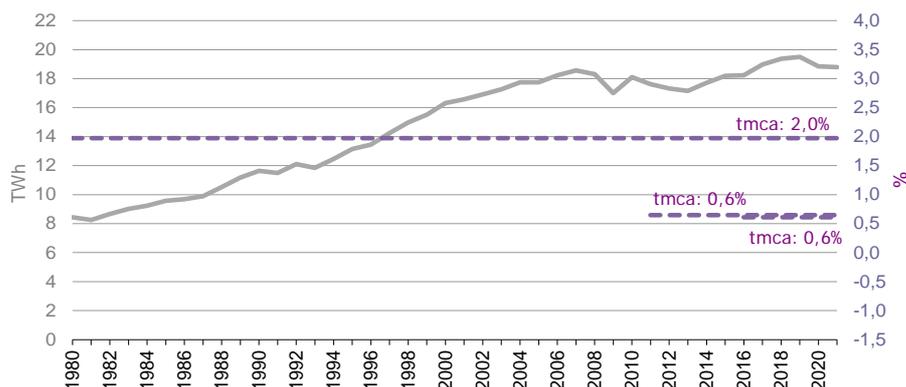
De seguida faz-se uma análise mais detalhada da evolução do consumo de eletricidade em cada sector.

2.2.1 Sector da Indústria e Agricultura

A Figura 9 mostra que no período 1980-2021 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, 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.

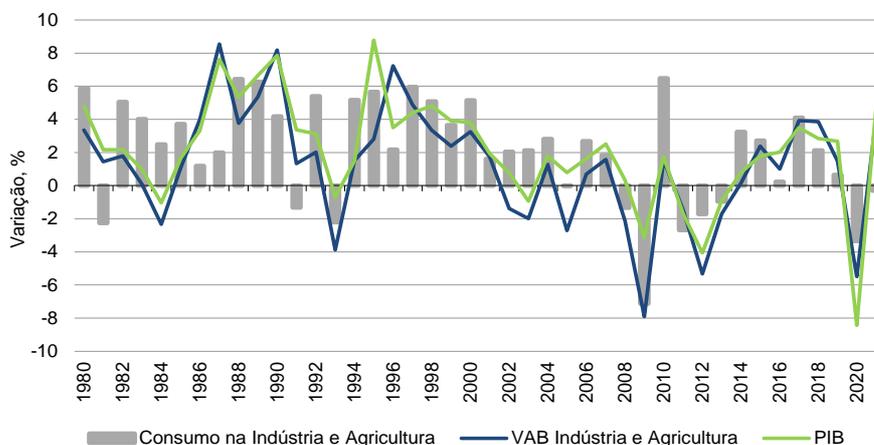
FIGURA 9 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA. PERÍODO 1980-2021



Fonte: até 2020 DGEG; valores estimados para 2021 (com base nas estatísticas rápidas da DGEG)

Com efeito, a Figura 10 permite concluir que ao longo do período 1980-2021 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 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 RESPETIVO VAB E DO PIB. PERÍODO 1980-2021



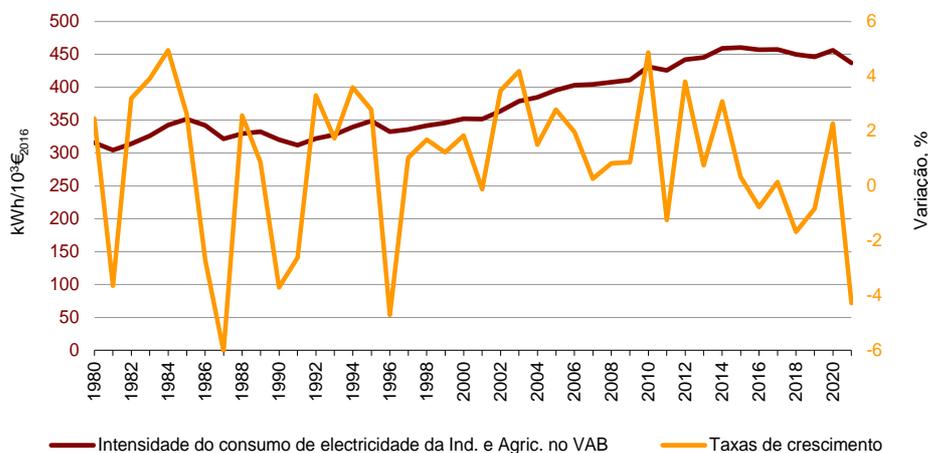
No período em análise, o VAB no sector Indústria e Agricultura cresceu 61% enquanto o respetivo consumo final de eletricidade cresceu 123%. Em termos médios, o VAB deste sector cresceu cerca de 1,2% ao ano e o consumo de eletricidade 2,0%. O diferencial de crescimento entre o consumo de eletricidade e o VAB inverteu-se no último quinquénio, com um crescimento do respetivo VAB de 1,5% ao ano, em termos médios, face a um crescimento médio de 0,6% 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.

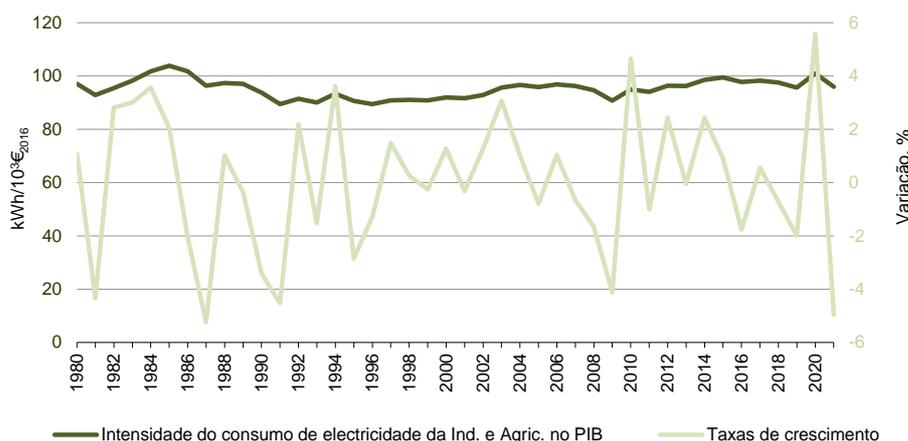
No período 1980-2021, a intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no respetivo VAB cresceu em média cerca de 0,8% ao ano, enquanto o período 2016-2021 foi caracterizado, em termos médios, por uma taxa de variação negativa de 0,9% ao ano.

FIGURA 11 – EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA. PERÍODO 1980-2021

Em relação ao VAB sectorial



Em relação ao PIB



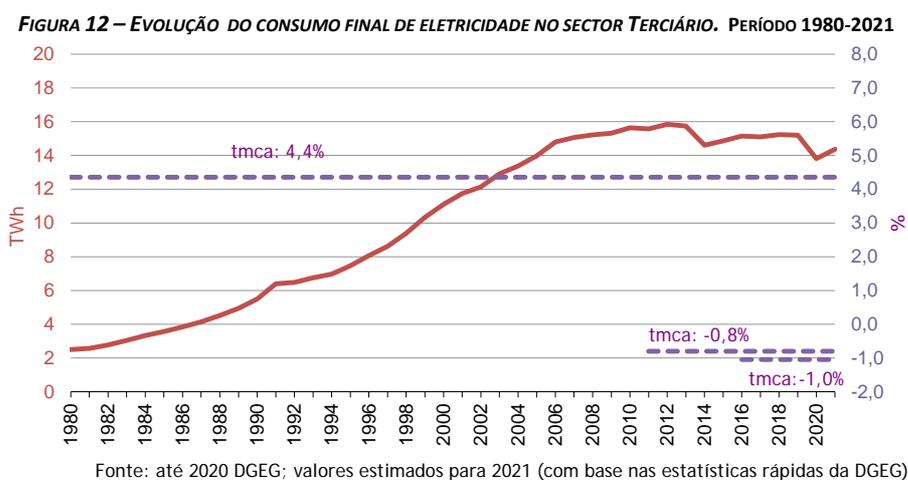
Comparativamente, a intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no PIB tem-se mantido bastante estável. Entre 1980 e 2021 este indicador é caracterizado, em média, por uma variação nula, enquanto no período 2016-2021 se traduz numa taxa de variação anual, em média, de -0,4%.

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

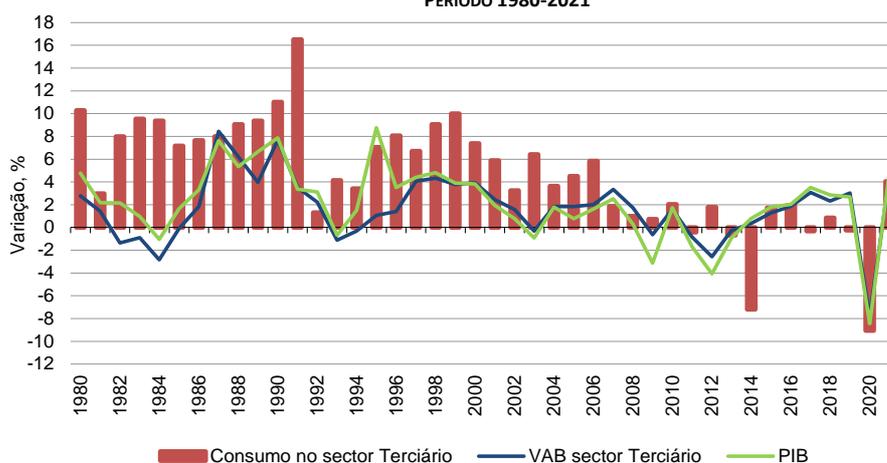
financeira que atravessou o país. Em 2020 o setor foi fortemente afetado pela pandemia da Covid-19, resultando num decréscimo assinalável no consumo de eletricidade.

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.



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 1980-2021

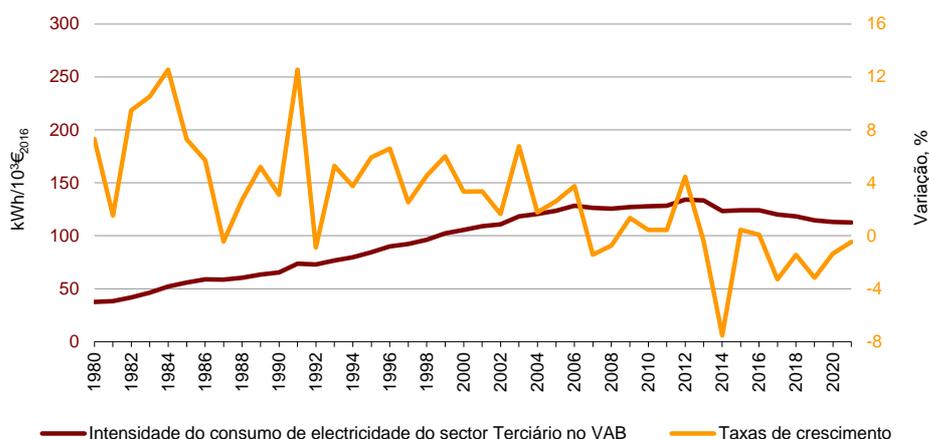


Ao longo deste período, o consumo final de eletricidade neste sector cresceu em média cerca de 4,4% ao ano enquanto o respetivo VAB cresceu apenas 1,6% ao ano. No período 2011-2021, para além de se ter assistido a uma redução do diferencial de crescimento entre o consumo de eletricidade e o VAB (-0,8% ao ano o crescimento médio do consumo de eletricidade do sector e 0,5% ao ano o crescimento do respetivo 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.

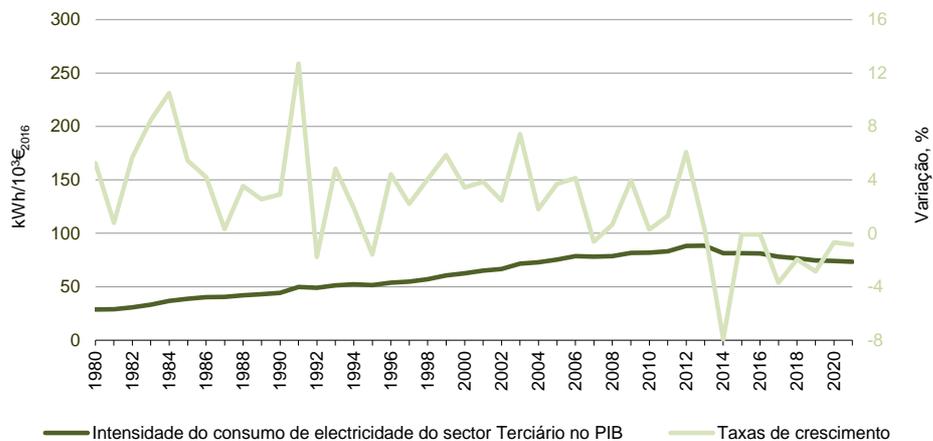
Por fim, a evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no respetivo VAB tem sido crescente ao longo do tempo como se pode observar pela Figura 14. A partir de 2006 verificou-se, porém, um assinalável abrandamento no seu crescimento, patente pelo pendor decrescente de evolução das suas taxas de crescimento, ao contrário do que aconteceu no setor da Indústria e Agricultura. A partir deste ano, e até 2011, este indicador estabilizou em torno de 128 kWh/10³€₂₀₁₆. No período 1980-2021, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no respetivo VAB cresceu em média cerca de 2,7% ao ano, face a um decréscimo de 2,0% ao ano no último quinquénio.

FIGURA 14 – EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR TERCIÁRIO. PERÍODO 1980-2021

Em relação ao VAB sectorial



Em relação ao PIB

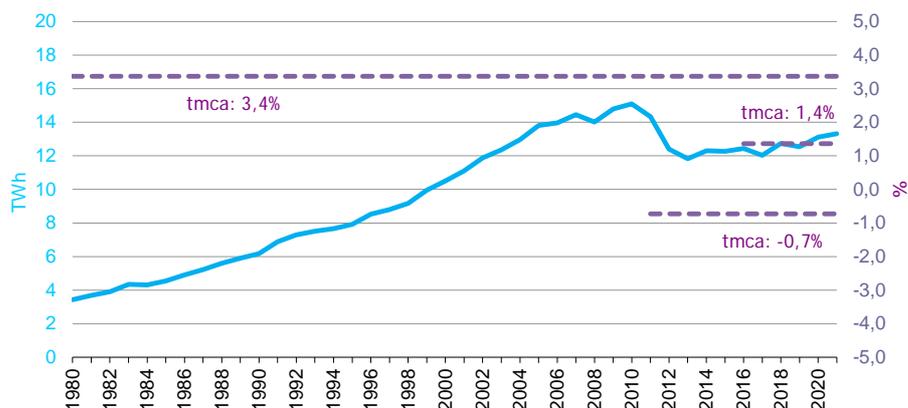


Comparativamente, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no PIB apesar de ter crescido menos no período em análise, também mostra evidência de um decréscimo das taxas de crescimento nos últimos anos.

2.2.3 Sector Residencial

Ao longo do período 1980-2021, o consumo final de eletricidade no sector Residencial cresceu em média cerca de 3,4% ao ano comparativamente a -0,7% na última década, evidência de um maior impacto da crise económica e financeira neste setor, visível após 2010, mas também, com carácter relevante, 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. As estimativas indicam que em 2021 a tendência se mantém, mas a um ritmo menos elevado.

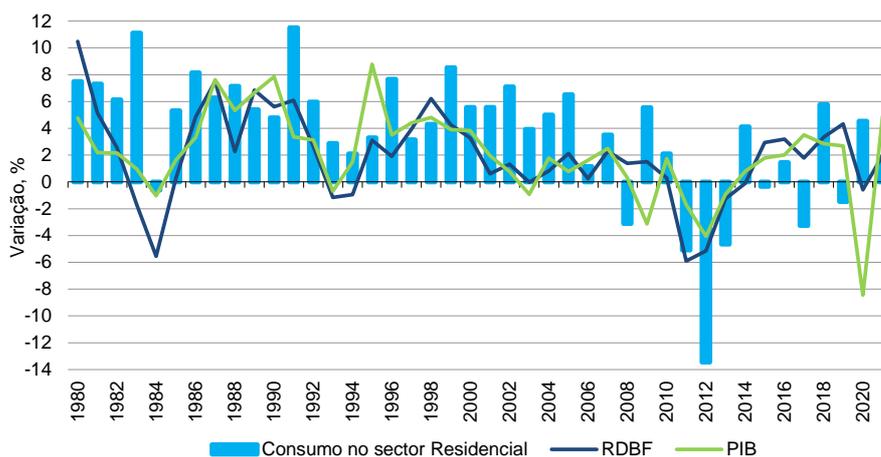
FIGURA 15 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR RESIDENCIAL. PERÍODO 1980-2021



Fonte: até 2020 DGEG; valores estimados para 2021 (com base nas estatísticas rápidas da DGEG)

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 1980-2021



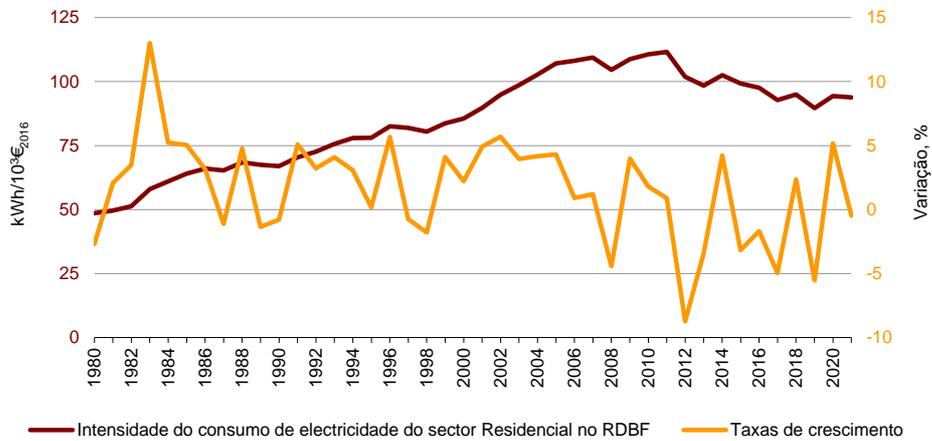
Nota: RDBF estimado para 2021

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.

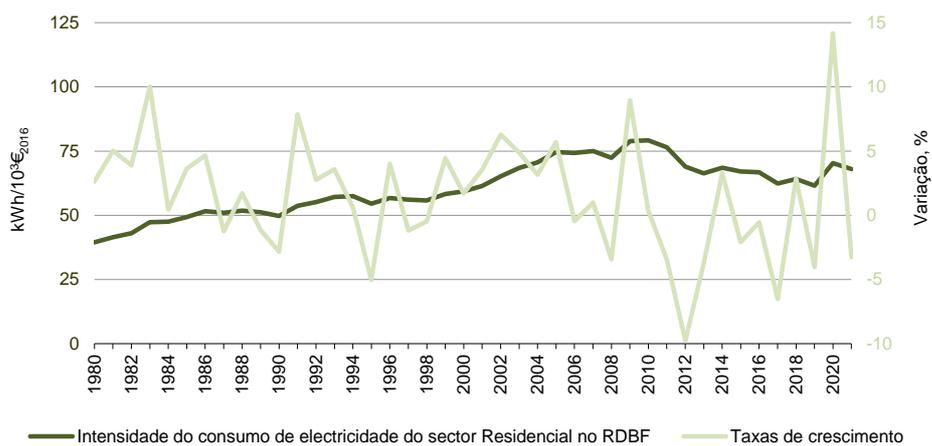
Em virtude do referido, a Figura 17 permite distinguir dois períodos com uma diferente dinâmica: entre 1980 e 2005 a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Residencial por unidade de rendimento disponível seguiu uma tendência de crescimento expressiva, com um crescimento implícito de 3,1% 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 1980-2021

Em relação ao RDBF

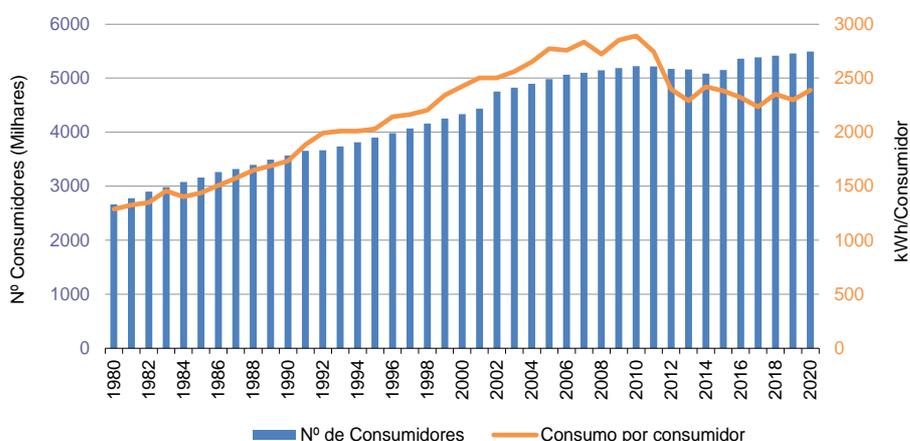


Em relação ao PIB



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 1980-2020

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 nos últimos quatro anos.

Relativamente ao consumo por consumidor do sector Residencial, o crescimento médio anual foi de cerca de 1,6% no período 1980-2020. 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 -1,9% 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 eletricidade, 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 eletricidade 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 eletricidade. 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 eletricidade. 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,

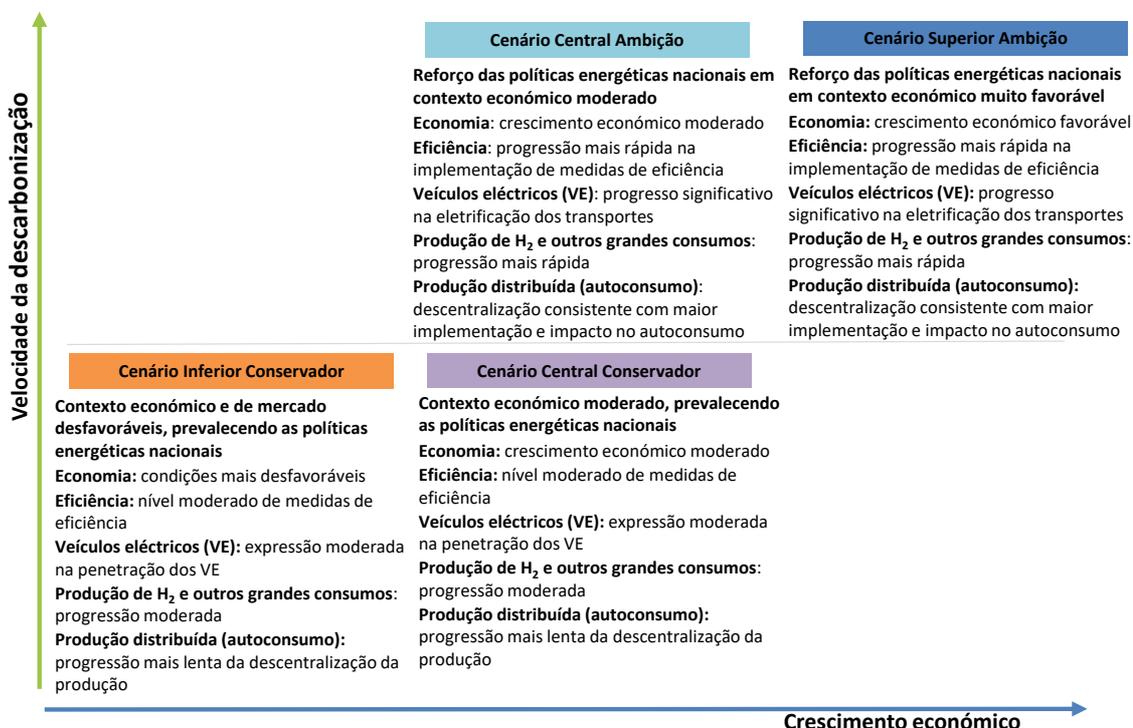
materializada pelo incremento da utilização dos VE. Neste estudo, no segmento dos veículos ligeiros, para além dos 100% elétricos com baterias, também são considerados os veículos híbridos *plug-in*. Como outras utilizações poder-se-á, p.e., no campo do aquecimento e arrefecimento de edifícios assumir a utilização crescente no longo prazo de bombas de calor, equipamentos bastante eficientes, em substituição de caldeiras menos eficientes. No entanto, neste exercício de cenarização dos consumos de eletricidade não se considera esta vertente por falta de informação.

- 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. 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 parte com produção dedicada e outra interligada com a RESP. Da opinião recolhida junto dos principais promotores constatou-se que, para a maximização do valor dos projetos, uma parte importante dos promotores (com destaque para os descentralizados) prevê a instalação de FER para produção própria, e em alguns casos com sistemas híbridos, para o abastecimento dos eletrolisadores para a produção de hidrogénio, privilegiando uma operação sem ligação à rede. Não obstante, e com base em informação disponibilizada por esses promotores, existirá parte de capacidade interligada a consumir a partir da RESP. Da informação obtida junto de promotores 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, nomeadamente *datacenters*, 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, este ano pela primeira vez 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, entre os quais *datacenters*

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.

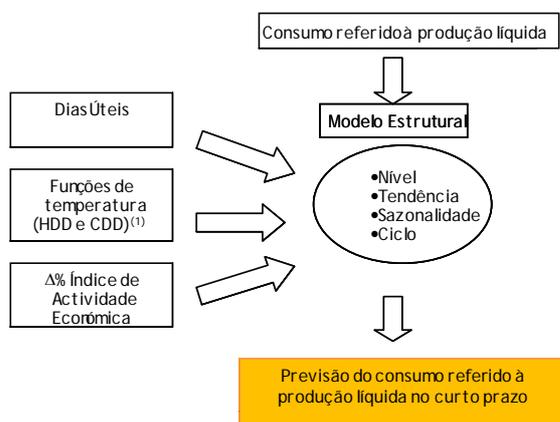
4.1 Previsão de Curto Prazo

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 2022 já incorpora os consumos verificados entre janeiro e março 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 2022, 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

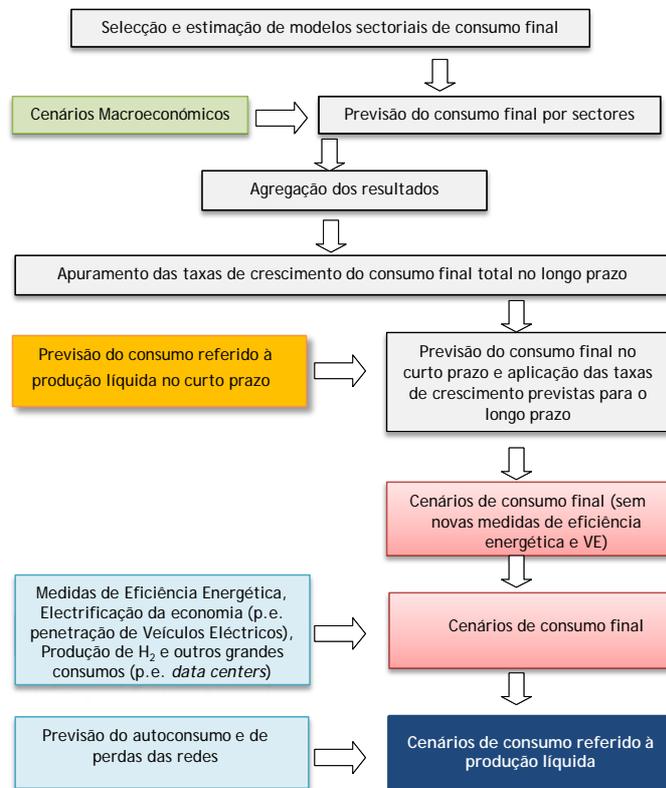
No longo prazo, o processo metodológico utilizado na elaboração dos cenários de evolução do consumo de eletricidade referido à produção líquida, em Portugal Continental, baseia-se na modelização do comportamento do consumo final de eletricidade nos diversos sectores de consumo de eletricidade.

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 perspectivas 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, nomeadamente *datacenters*
- o progresso previsto no autoconsumo decorrente do avanço da produção descentralizada, para além das perspectivas 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

Se, para explicar a evolução de uma determinada variável, 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

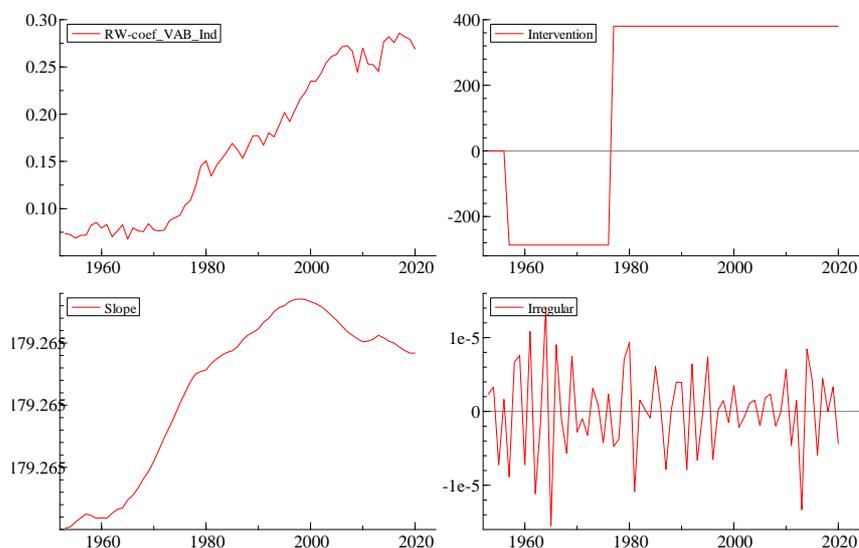
Após análise da *performance* preditiva dos diversos modelos estimados concluiu-se que os que apresentaram melhores resultados foram os modelos estruturais causais cujos resultados são apresentados de seguida segundo o sector de atividade.

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

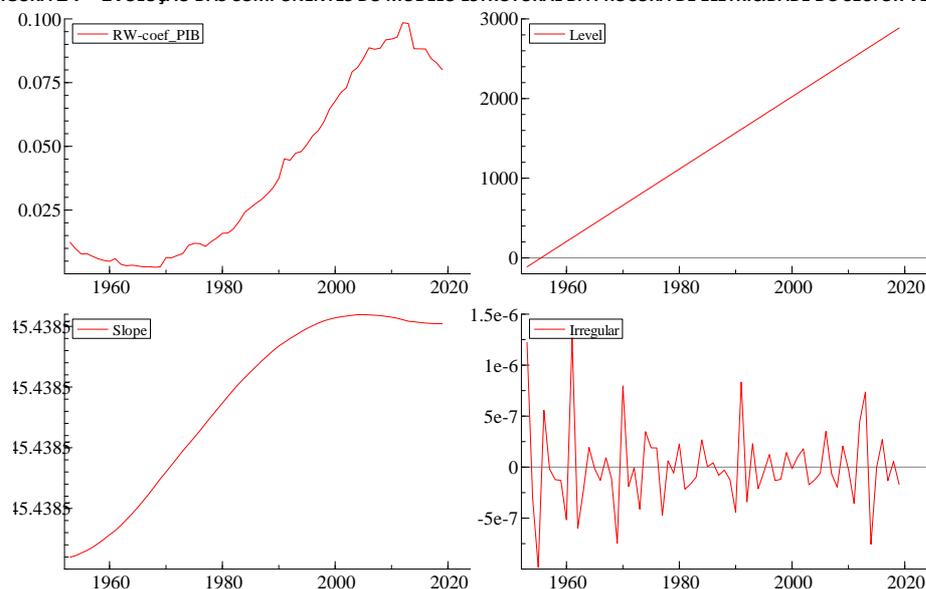


Sector Terciário

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.

Detetou-se uma alteração de nível na correlação das séries em 2003 pelo que se introduziu uma variável dummy do tipo degrau neste ano.

FIGURA 24 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL DA PROCURA DE ELECTRICIDADE DO SECTOR TERCIÁRIO



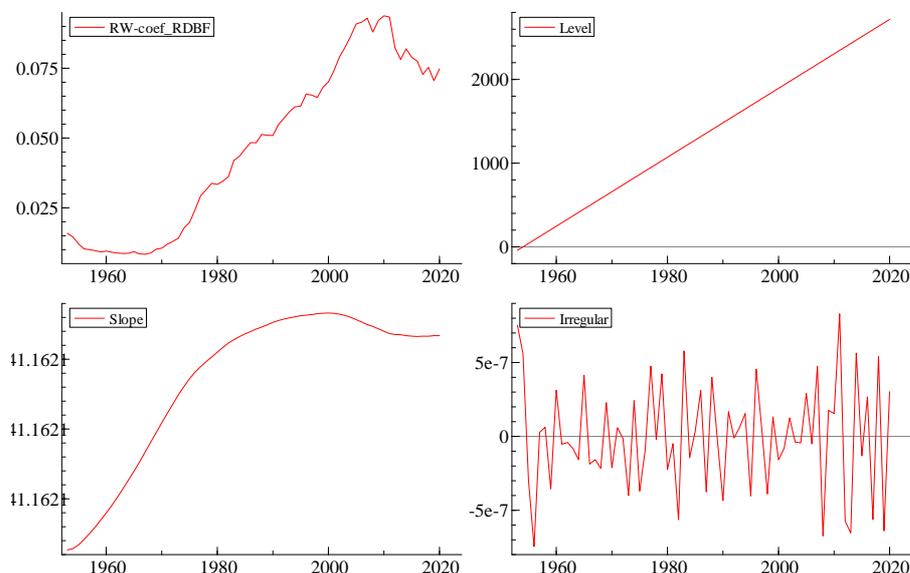
Em termos da evolução estimada para o parâmetro de sensibilidade da procura ao indicador económico, regista-se uma estagnação do mesmo a partir de 2010, pondo fim a mais de 20 anos de forte crescimento.

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 a RDBF é do tipo estocástico, apresenta uma trajetória ascendente e é estatisticamente diferente de zero considerando um nível de confiança de 95%.

Foi incluída uma variável *dummy* do tipo impulso para entrar em linha de conta com a observação anormal de 2008.

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 passaram a ser mais procurados).

4.2.3 Evolução dos coeficientes das variáveis económicas

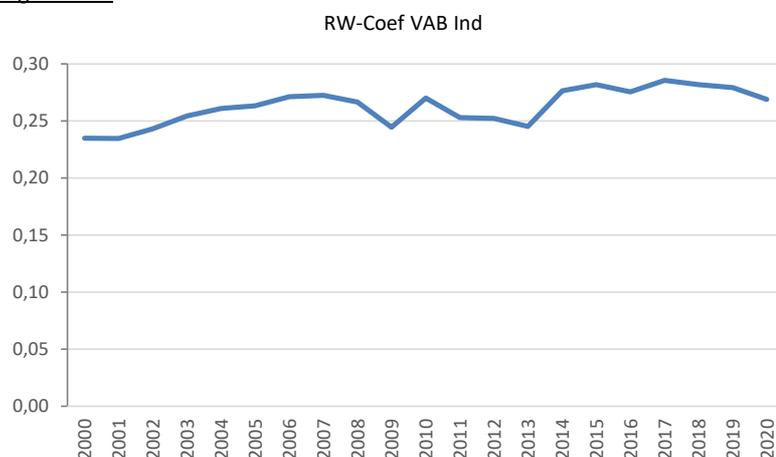
Na estimação de modelos estruturais é patente uma redução dos coeficientes associados à variável económica nos segmentos dos Serviços e Residencial. Esta tendência é resultado, especialmente, de alterações e ajustamentos na estrutura produtiva da economia, com impacto significativo na vertente energética, 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.

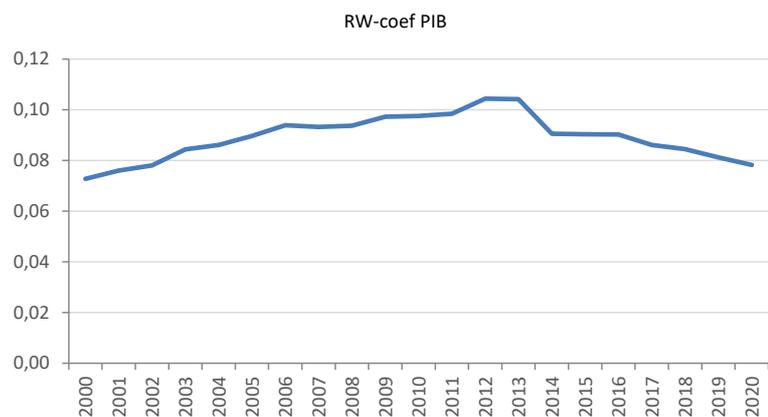
A Figura 26 mostra a evolução dos coeficientes associados às variáveis explicativas dos modelos de previsão da procura de eletricidade de cada sector.

FIGURA 26 – EVOLUÇÃO DOS COEFICIENTES DAS VARIÁVEIS ECONÓMICAS

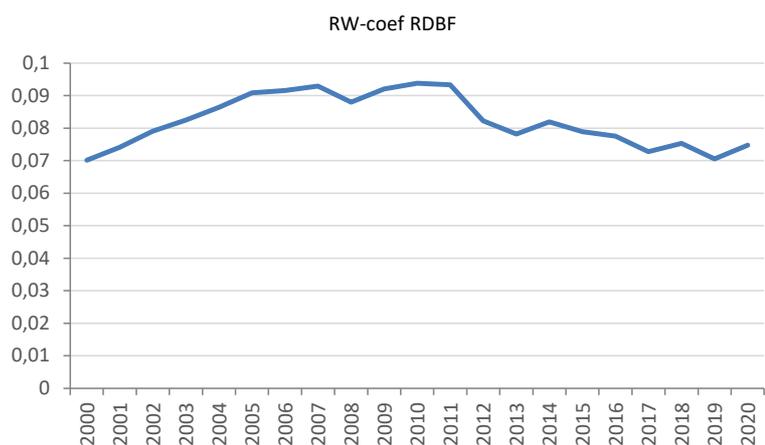
Sector da Indústria e Agricultura



Sector Terciário



Sector 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, estabilizando após este ano.

Não obstante esta aparente perda de peso explicativo da evolução da economia no que respeita à procura de eletricidade, 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 eletricidade 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 eletricidade 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 0,16%.

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-E22.

A crise de saúde pública que atravessamos desde 2020 gerada pela Covid-19, pela sua dimensão e alcance, tem um impacto socioeconómico muito expressivo, afetando todos os sectores de atividade, com implicações em todo o tecido produtivo, no emprego e nos rendimentos, mas igualmente nas áreas sociais.

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, 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.

Adicionalmente, os Estados-membros da UE vão continuar a estar dispensados do cumprimento das regras do Pacto de Estabilidade e Crescimento que obrigam à prudência na elaboração dos orçamentos e que impõem a disciplina nas contas públicas, com tetos máximos para o défice e a dívida pública, devendo voltar a vigorar durante o ano de 2023, embora muito provavelmente em moldes diferentes.

Também a atual crise energética, com os preços da energia a baterem máximos históricos, e a guerra na Europa poderá levar a Comissão Europeia (CE) a adotar medidas de contingência para mitigar os seus efeitos, nomeadamente compras conjuntas de energia e de outros bens dos sectores mais penalizados. Em Portugal, os preços estão a subir ao ritmo mais elevado da década, influenciados pela componente de energia. Por outro lado, as previsíveis dificuldades de fornecimento de matérias-primas, equipamentos e materiais levarão ao adiamento das decisões de investimento, contribuindo para a estagnação económica.

A atual conjuntura é, portanto, bastante desafiante e o ambiente de incerteza que se vive vai ter impactos duradouros na velocidade de recuperação da economia. Pese embora toda esta envolvente preocupante, 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 0,82 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-E22.

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 2022-2040

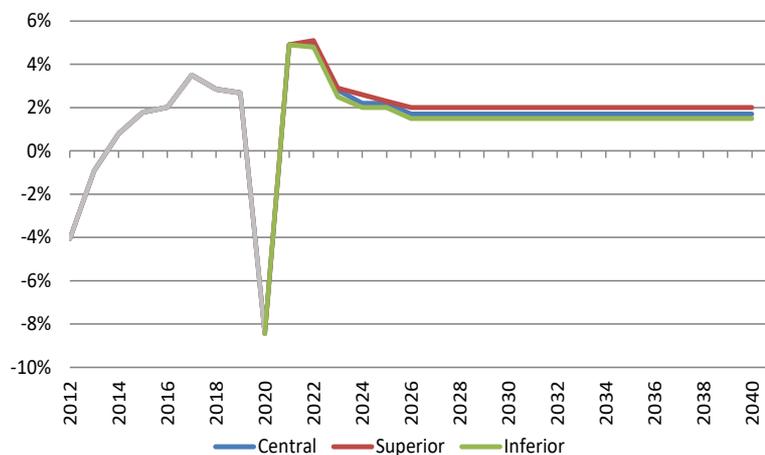


FIGURA 28 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O RDBF – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DGEG 2022-2040

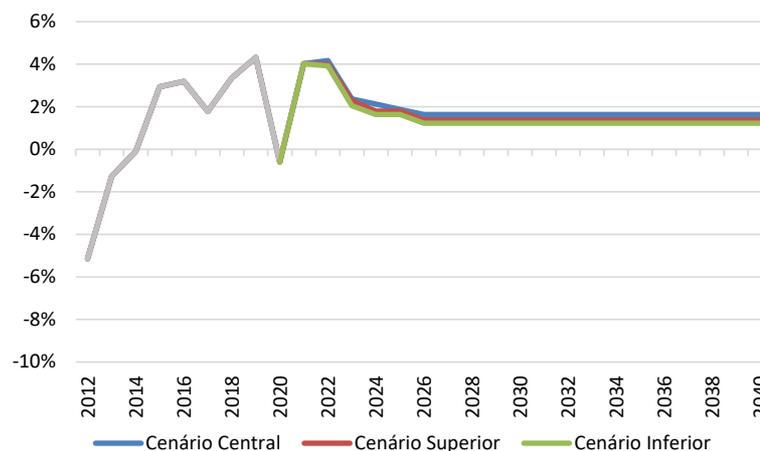
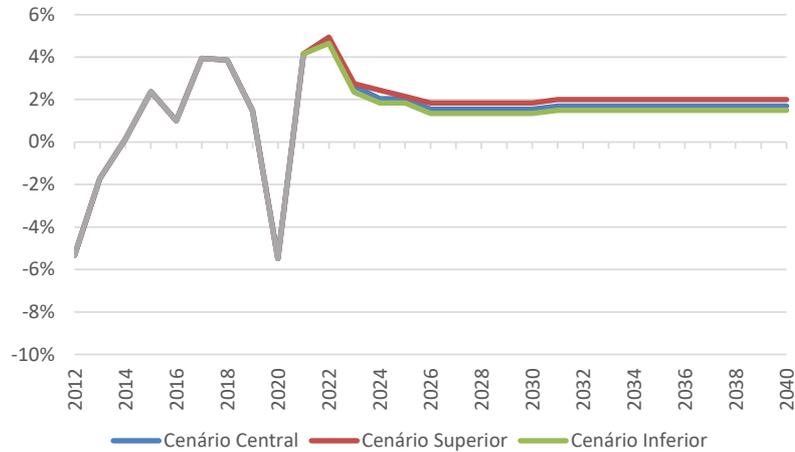
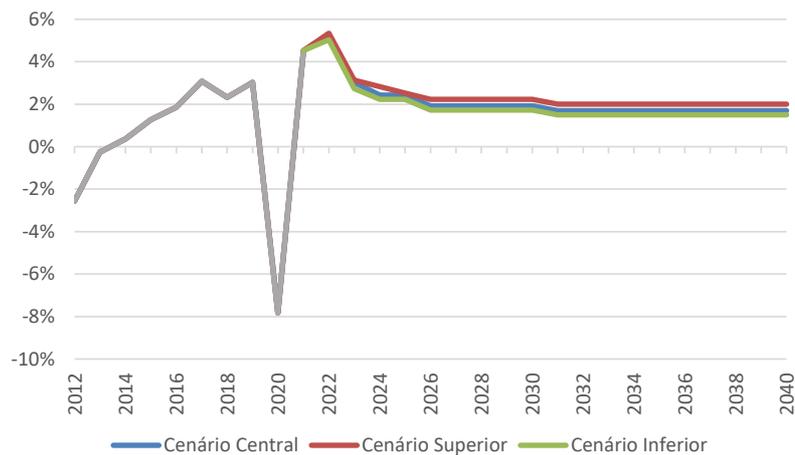


FIGURA 29 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DA AGRICULTURA, INDÚSTRIA E CONSTRUÇÃO – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGEG 2022-2040**FIGURA 30 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DOS SERVIÇOS – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGEG 2022-2040**

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 2022 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 2022-2030 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 2018-2020 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 2022-2030: 4 057 GWh no cenário Ambição e 3 246 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 2022-2030; cenário Conservador corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:
 - Período 2022-2030: 1 269 GWh no cenário Ambição e 1 015 GWh no cenário Conservador
 - Período 2031-2040: 440 GWh no cenário Ambição e 350 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 POUPANÇAS DE ELETRICIDADE ANUAIS INCREMENTAIS - CENÁRIOS DGEG

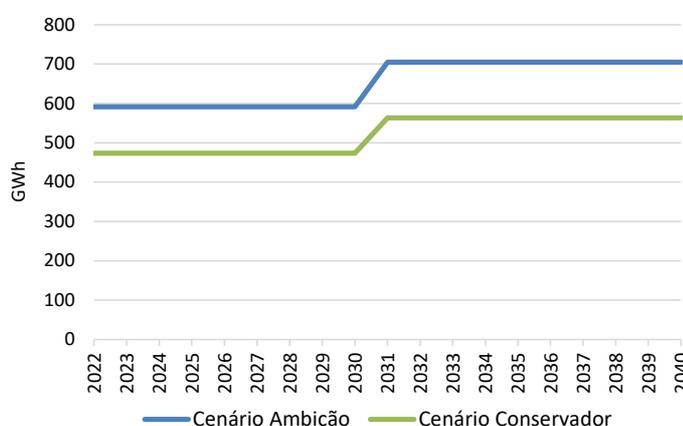
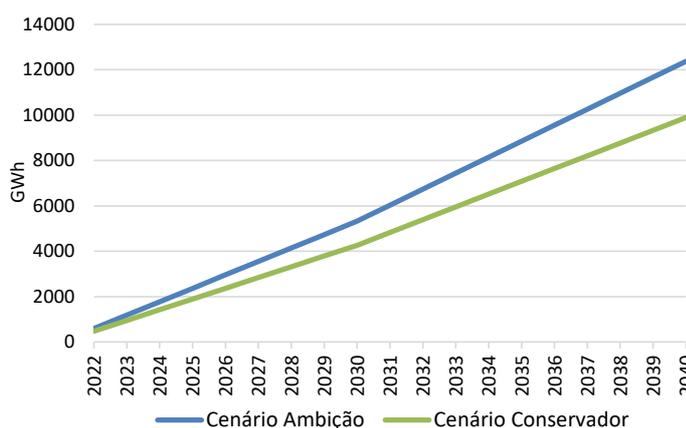


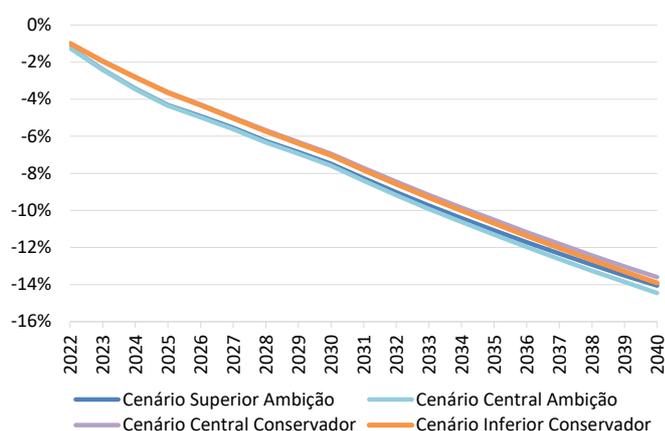
FIGURA 32 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE ELETRICIDADE ACUMULADAS - CENÁRIOS DGEG



Em 2030 as poupanças anuais acumuladas previstas ascendem a cerca de 5 330 GWh no cenário Ambição e cerca de 4 260 GWh no cenário Conservador, enquanto em 2040 são de cerca de 12 370

GWh e 9 900 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 ELECTRICIDADE PREVISTO

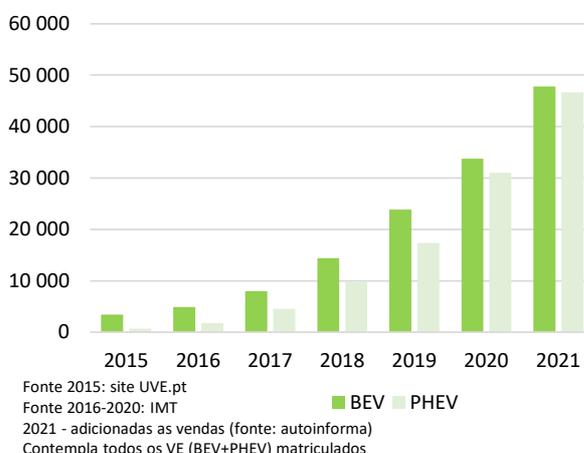


Consoante os cenários, o impacto das poupanças de electricidade no consumo final oscila entre -7,0% e -7,6% em 2030 e entre -13,6% e -14,4% em 2040.

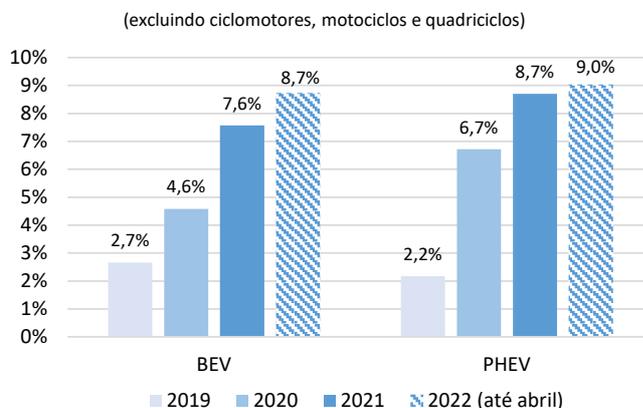
7. Mobilidade Elétrica

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 2015-2021

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 abril de 2022 representaram cerca de 18% em comparação com uma quota nas vendas de cerca de 16,3% em 2021 e 11,3% em 2020.

FIGURA 35 – PESO NAS VENDAS TOTAIS DE VEÍCULOS DOS BEV E PHEV EM PORTUGAL (LIGEIOS DE PASSAGEIROS, LIGEIOS DE MERCADORIAS E PESADOS DE PASSAGEIROS)

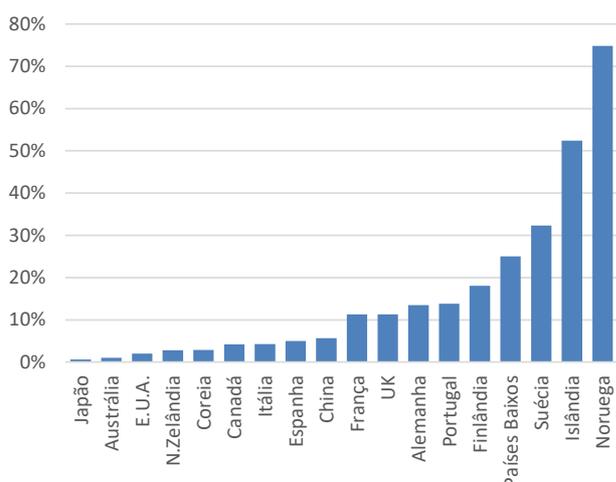
De acordo com o Global EV Outlook 2021 publicado pela Agência Internacional de Energia (AIE), em termos mundiais em 2020 o stock global de VE atingiu 10 milhões de veículos, um aumento de 43% em relação a 2019, representando 1% do stock. Pela primeira vez a Europa liderou com 1,4 milhões de novos registos (quota de mercado nas vendas de 10%).

Apesar das repercussões económicas da pandemia Covid-19, outros fatores contribuíram para o aumento dos registos de VE em 2020, nomeadamente legislação ambiental mais restritiva, incentivos

económicos adicionais, aumento do número de modelos e redução do custo das baterias e, conseqüentemente, do custo dos VE.

De acordo com o ilustrado na Figura 36, ao nível da Europa destaque para a Noruega com uma quota de mercado nas vendas em 2020 de 75%. A Islândia e a Suécia também se distinguem com uma quota de cerca de 50% e 30%, respetivamente.

FIGURA 36 – QUOTA DE MERCADO DOS VE EM 2020, EM ALGUNS PAÍSES



Fonte dos dados: Global EV Outlook 2021, Agência Internacional de Energia (AIE)

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.

Embora em anteriores RMSA-E a evolução do número de veículos PHEV no cenário Ambição tenha estado alinhada com as projeções consideradas no PNEC, no atual exercício tem-se em conta a informação pública sobre os planos estratégicos dos fabricantes, que na sua maior parte pretende apostar nos BEV, eliminando os modelos com motores a combustão nos próximos anos, o que resulta numa penetração mais lenta no segmento dos PHEV.

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.

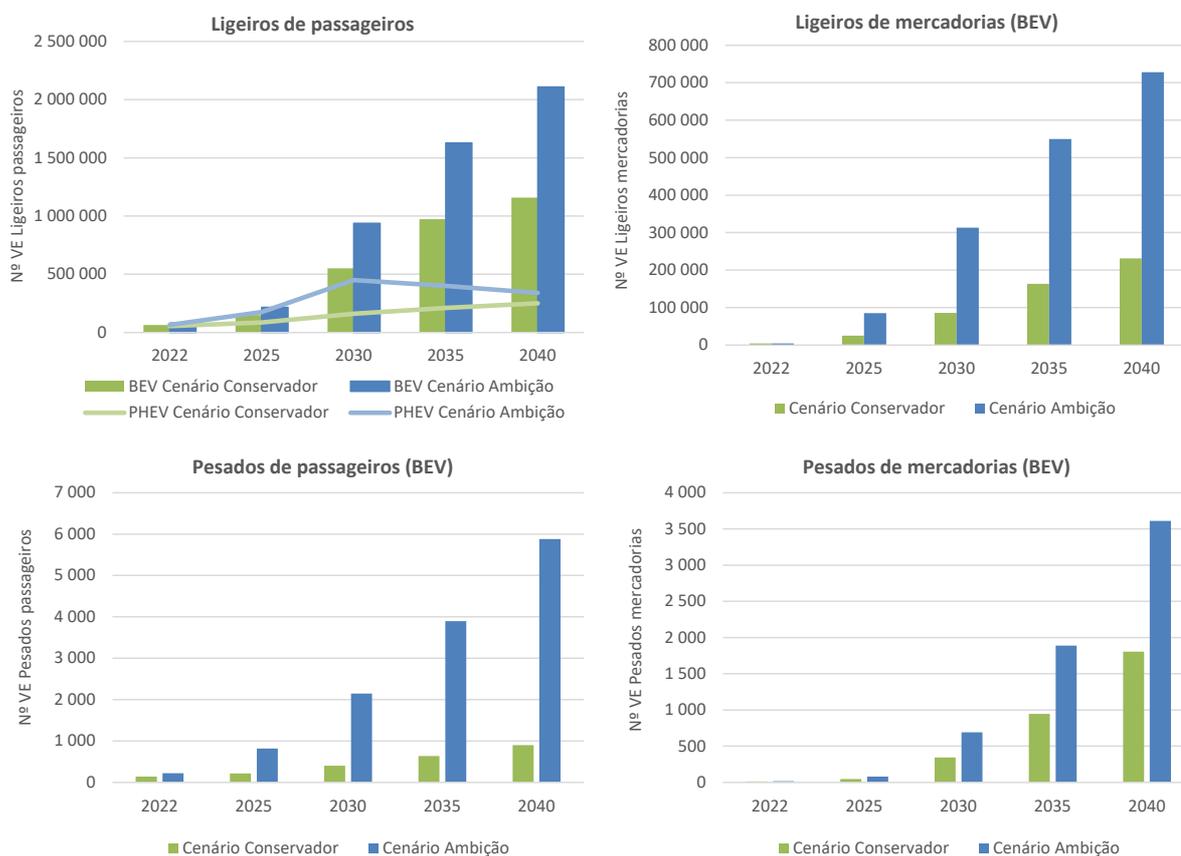
Adicionalmente, no cenário Ambição assume-se que a mobilidade partilhada tem um papel crescente ao longo da década, ao passo que no cenário Conservador se assume a manutenção do paradigma atual de mobilidade individualizada (o efeito da mobilidade partilhada e utilização de veículos

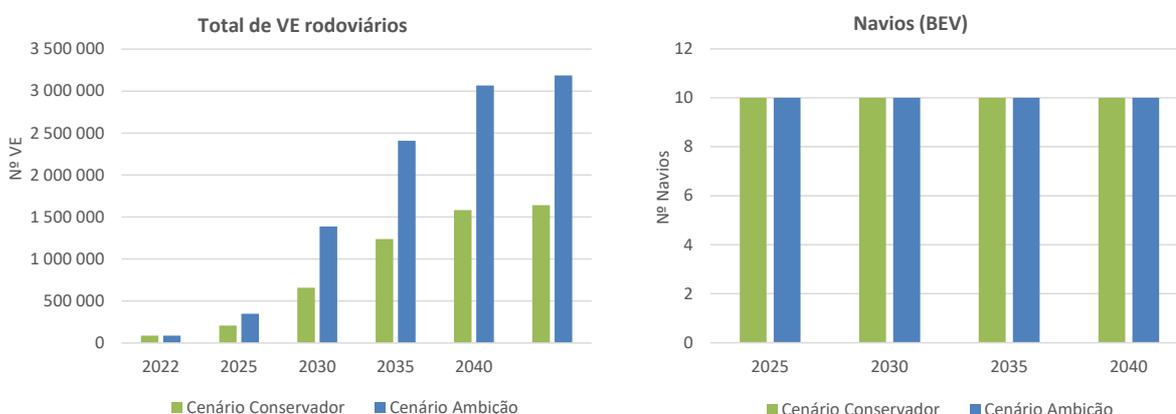
autónomos é considerada na quilometragem média anual do tipo de veículo em causa).

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. De acordo com a Transtejo Soflusa, *“O investimento numa frota de navios ambientalmente sustentável, dotada de um sistema de propulsão 100% elétrico, com consumos energéticos inferiores às dos navios atuais e sem emissões de GEE (em 2019, o consumo de gasóleo foi de cerca de 5 milhões 249 mil litros correspondente à emissão de 13 122 toneladas de CO₂) vai de encontro à estratégia nacional para a descarbonização.”* 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.

A Figura 37 ilustra a evolução prevista do números de VE até 2040.

FIGURA 37 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO NÚMERO DE VE - CENÁRIOS DGEG





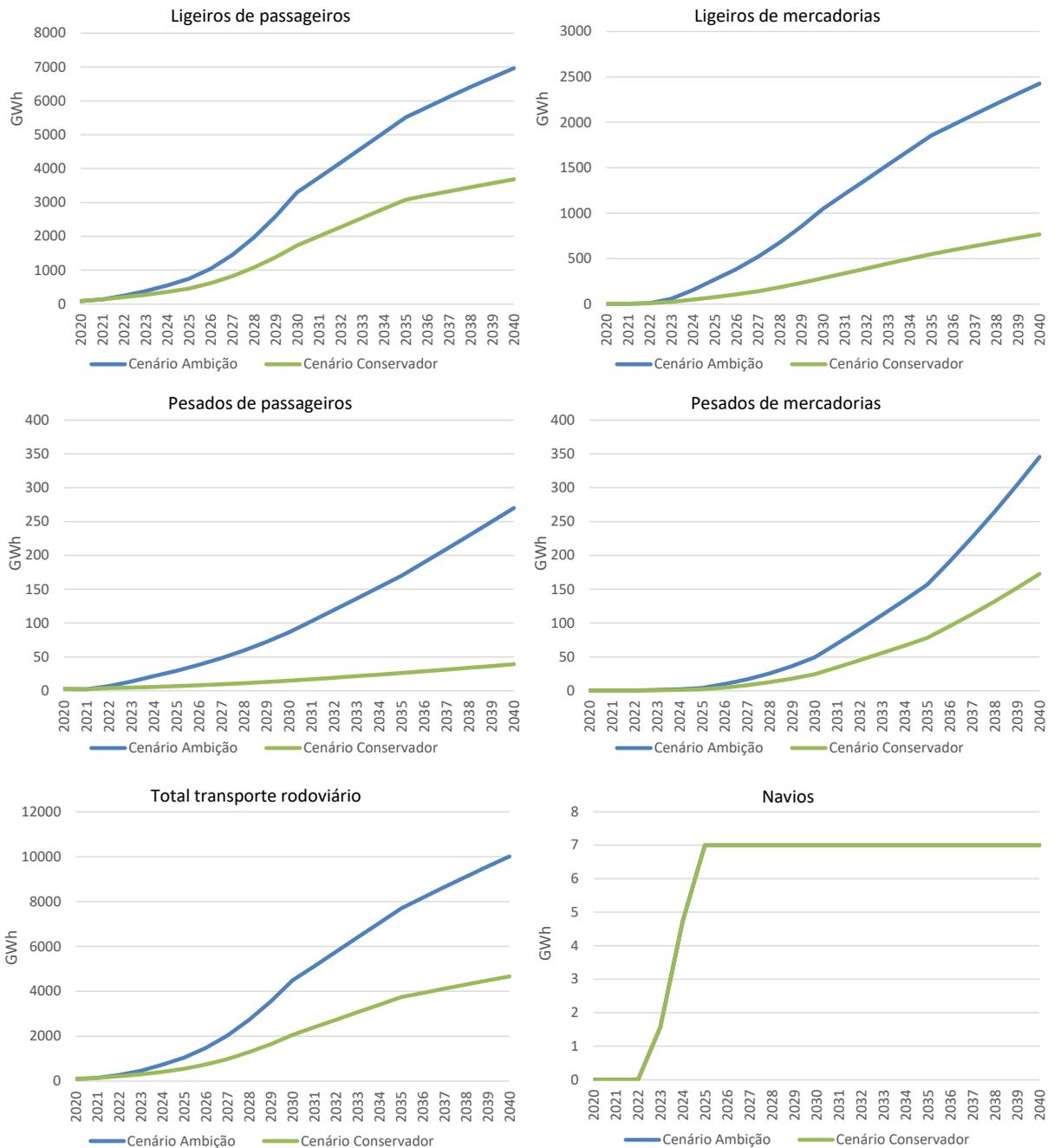
Como se pode observar, o ritmo de penetração de VE previsto é bastante significativo em ambos os cenários, assente no paradigma de que o VE será cada vez mais uma solução de mobilidade viável, assentando em dois fatores essenciais: a evolução tecnológica ao nível das baterias, com tempos de carga menores, 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

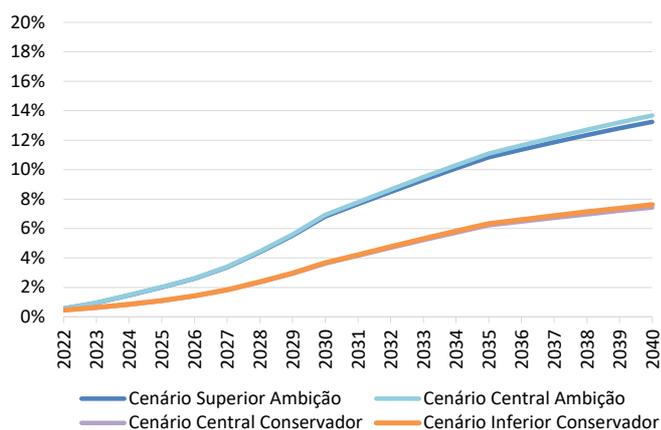


Como consequência da forte penetração de VE, o consumo de eletricidade no cenário Ambição é claramente superior ao cenário Conservador. Esta diferenciação entre os dois cenários tem impacto significativo nos acréscimos previstos no consumo final.

Para os pressupostos assumidos a amplitude de variação do consumo final dos veículos elétricos oscila entre 2 425 GWh em 2030 e 5 345 GWh em 2040. O diferencial entre os cenários vai aumentando ao longo do tempo em resultado das distintas taxas de penetração de VE que estão na sua base.

O impacto do consumo dos VE no consumo final previsto está evidenciado na Figura 39.

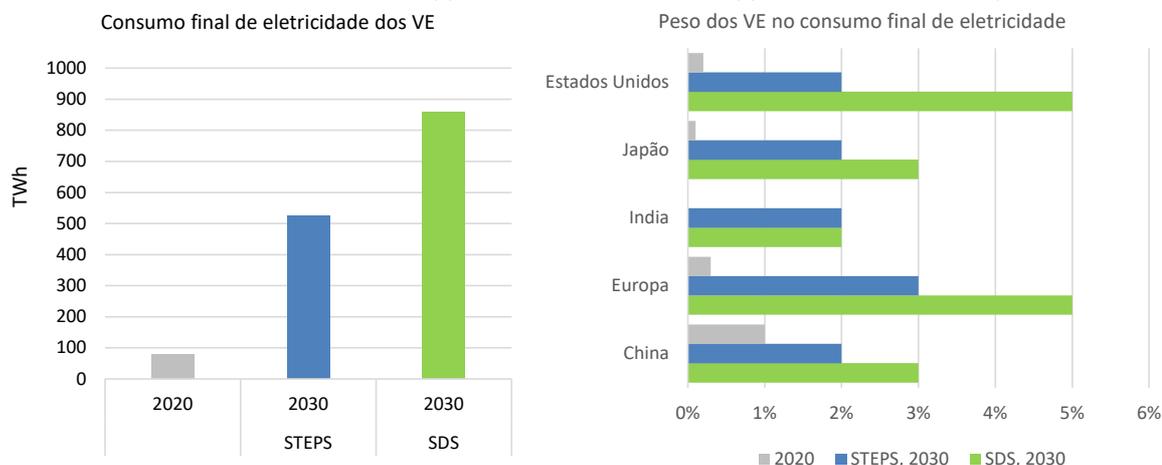
FIGURA 39 – IMPACTO DO CONSUMO DOS VE NO CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDADE PREVISTO



No cenário Ambição o impacto do consumo dos VE no consumo final é de cerca de 6,8% em 2030 e varia entre 13,2% e 13,7% em 2040. Em contrapartida, no cenário Conservador o impacto do consumo dos VE no consumo final é de cerca de 3,6% em 2030 e cerca de 7,6% 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 2020 e 2030 de 80 TWh para 525 TWh (+556%) no *Stated Policies Scenario* e 860 TWh (+975%) no *Sustainable Development Scenario*.

FIGURA 40 – CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DOS VE NO MUNDO E PESO DOS VE NO CONSUMO DE ELETRICIDADE POR PAÍS/REGIÃO (2019 E PREVISÃO 2030) (GLOBAL EV OUTLOOK 2021 - AIE) (INCLUI TODOS OS SEGMENTOS)



Fonte: Agência Internacional de Energia (AIE), Global EV Outlook 2021
STEPS - Stated Policies Scenario (cenário central da AIE)
SDS- Sustainable Development Scenario

Face a esta evolução prevista, o peso dos VE no consumo de eletricidade crescerá a ritmos significativos, principalmente na Europa. Para esta região as previsões apontam para um peso dos VE no consumo final de eletricidade de 3% no *Stated Policies Scenario* e de 5% no *Sustainable Development Scenario* (0,3% em 2020).

Face ao impacto do consumo dos VE no consumo de eletricidade apresentado na Figura 39 conclui-se que em 2030 o cenário Conservador está em linha com os cenários da AIE para a Europa com um peso de 4%. Já o cenário Ambição apresenta um impacto mais elevado. De ressaltar, no entanto, que é necessária alguma prudência quando se fazem este tipo de comparações pois a Europa é uma região bastante heterogênea com países a apresentarem necessidades e intensidades energéticas bastante distintas entre si.

8. Produção de Hidrogénio Verde

Relativamente à vertente energética do hidrogénio, a 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, 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.

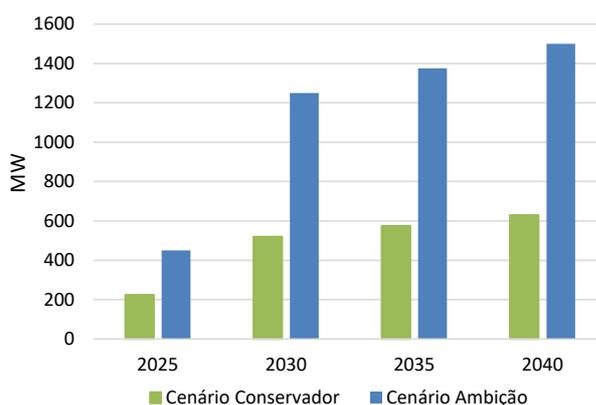
As metas estabelecidas na EN-H2 contemplam a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica, sendo parte com produção dedicada e outra interligada com a RESP. Esta ligação à RESP leva a que os consumos de eletricidade daí decorrentes devam ser vertidos no presente exercício.

Não obstante toda a incerteza relativamente ao desenvolvimento deste pilar, há um movimento bastante dinâmico associado à vertente energética do hidrogénio e que representa um grande desafio. Por conseguinte, no exercício de previsão da procura de eletricidade consideram-se os impactos decorrentes de perspectivas futuras de evolução da capacidade instalada em eletrolisadores com ligação à RESP, tendo por base informação disponibilizada por vários promotores.

Estes valores 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 da RESP ou através de produção própria.

Em face destas constatações, as projeções da evolução desta vertente apontam, em 2030, para uma capacidade instalada em eletrolisadores de 1 250 MW no cenário Ambição e 520 MW no cenário Conservador e, em 2040, de 1 500 MW no cenário Ambição e 630 MW no cenário Conservador.

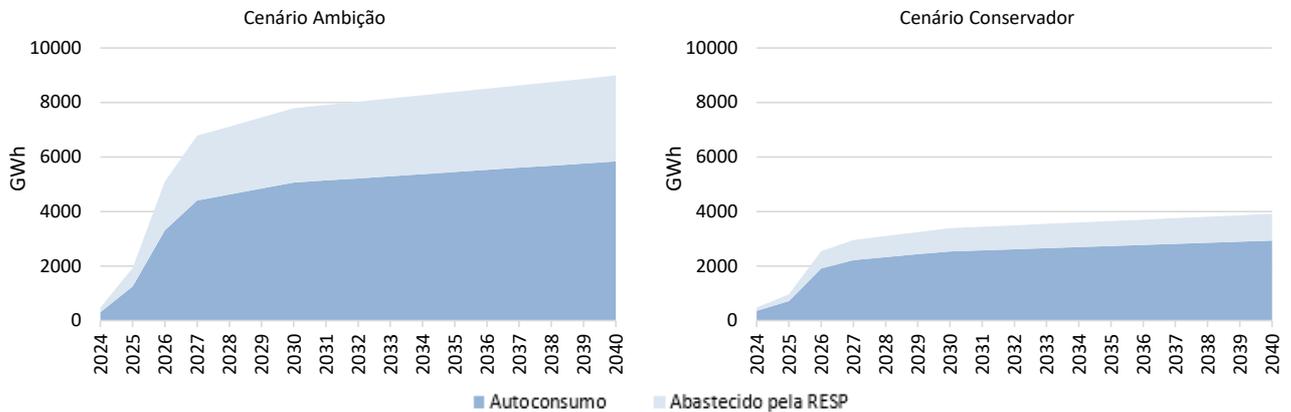
FIGURA 41 – CAPACIDADE INSTALADA DE ELETROLISADORES – CENÁRIOS DGEG



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 de eletrolisadores. Assim, dos pressupostos assumidos decorre o consumo de eletricidade previsto dos eletrolisadores apresentado na Figura 42, para o período entre 2025 e 2040, repartido entre autoconsumo e consumo abastecido pela RESP.

FIGURA 42 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDADE DOS ELETROLISADORES PARA PRODUÇÃO DE H₂ VERDE - CENÁRIOS DGEG

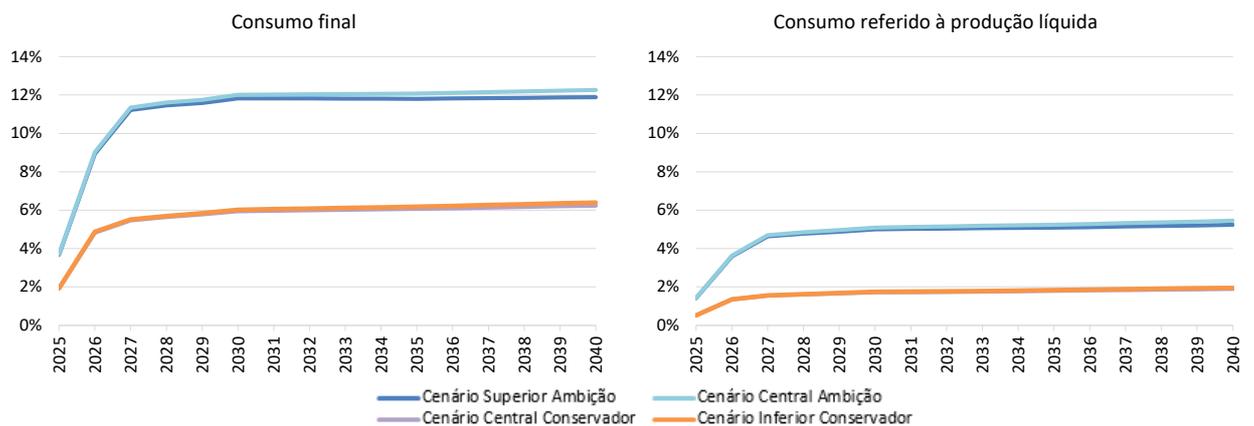


De salientar o forte crescimento do consumo de electricidade dos eletrolisadores nos primeiros anos do período em análise caracterizados por um crescimento exponencial em consequência dos novos projetos que se prevê entrar em exploração nesses anos. De 2027 em diante o consumo continua a aumentar, mas a um ritmo mais moderado. Ainda assim, entre 2027 e 2040 as previsões do consumo de electricidade destas unidades apontam para um crescimento de 32% em ambos os cenários.

Para 2030 prevê-se um consumo de electricidade dos eletrolisadores, abastecido pela RESP, de 2 725 GWh no cenário Ambição e 850 GWh no cenário Conservador, evoluindo para 3 145 GWh no cenário Ambição e 980 GWh no cenário Conservador até ao horizonte do estudo.

O impacto previsto no consumo final de electricidade e no consumo referido à produção líquida, em cada ano, está evidenciado na Figura 43.

FIGURA 43 – IMPACTO ACUMULADO PREVISTO DA PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO VERDE SOBRE O CONSUMO DE ELECTRICIDADE



A diferença na ordem de grandeza dos impactos sobre o consumo final e sobre o consumo referido à

produção líquida prende-se com a inclusão do consumo abastecido por produção própria na aferição do consumo final.

Consoante os cenários, o impacto da produção de H₂ no horizonte do estudo varia entre 6% e 12% no consumo final e entre 2% e 5% no consumo referido à produção líquida.

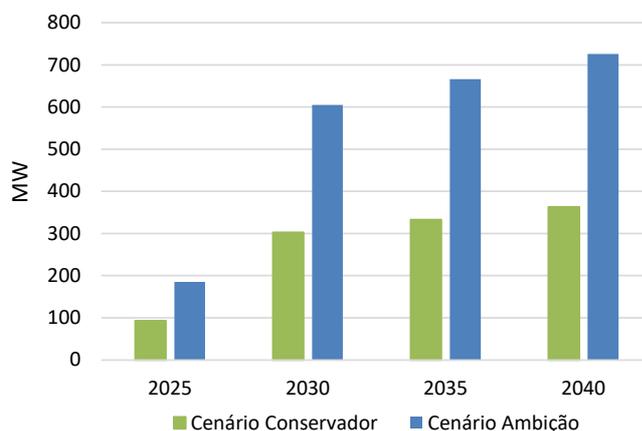
9. Datacenters e Outros Grandes Consumos

Da informação recolhida junto de promotores 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, nomeadamente *datacenters*, 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 primeiras projeções da evolução desta vertente apontam para uma capacidade instalada destes grandes projetos com ligação à RESP de 605 MW no cenário Ambição e 303 MW no cenário Conservador em 2030 e de 726 MW no cenário Ambição e 323 MW no cenário Conservador em 2040. A capacidade instalada prevista para o cenário Conservador representa 50% da capacidade assumida para o cenário Ambição.

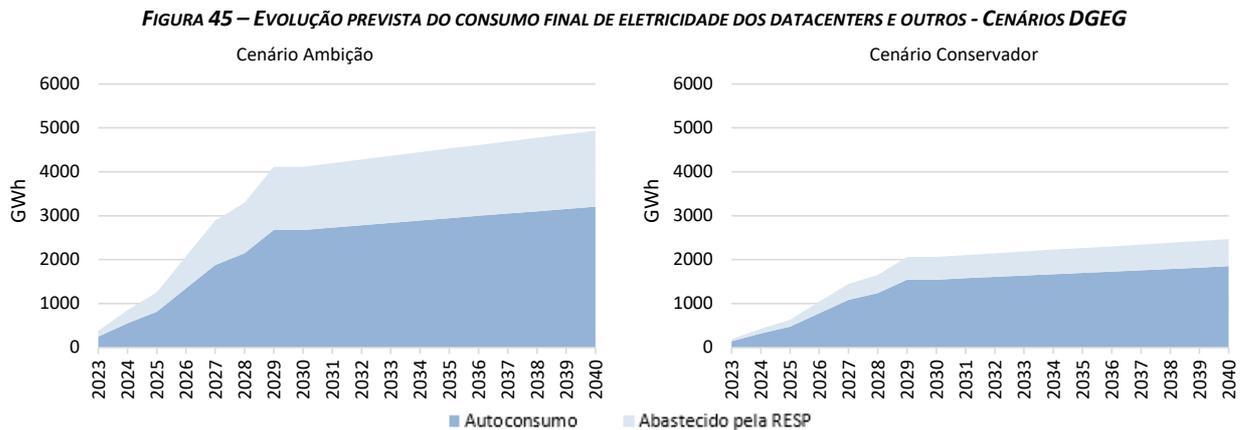
FIGURA 44 – CAPACIDADE INSTALADA DE DATACENTERS E OUTROS GRANDES PROJETOS – CENÁRIOS DGEG



Tal como para a produção de H₂, admitiu-se que a RESP iria abastecer 35% das necessidades de consumo de eletricidade destes projetos no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador.

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 *datacenters* e outros grandes projetos apresentado na Figura 45, para o período entre 2023 e 2040, discriminado entre autoconsumo e abastecido pela RESP.



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 20% em ambos os cenários.

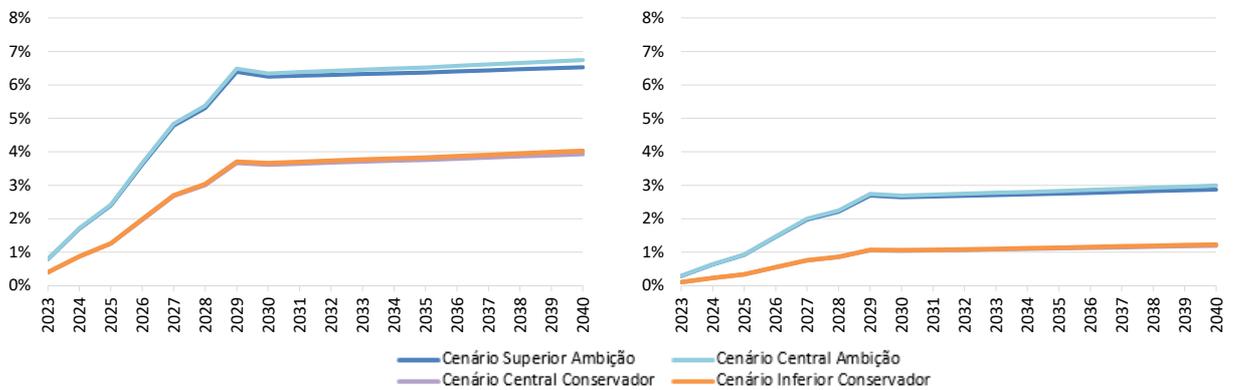
Dependendo dos cenários, as previsões apontam para um consumo abastecido pela RESP por volta de 1 440 GWh e 515 GWh em 2030 e 1730 GWh e 620 GWh.

O impacto previsto no consumo final de eletricidade e no consumo referido à produção líquida, em cada ano, está evidenciado na Figura 46.

FIGURA 46 – IMPACTO ACUMULADO PREVISTO DOS DATACENTERS E OUTROS GRANDES PROJETOS SOBRE O CONSUMO DE ELETRICIDADE

Consumo final

Consumo referido à produção líquida



Tal como acontece com o consumo dos eletrolisadores para produção de H₂, também nesta situação a diferença na ordem de grandeza dos impactos sobre o consumo final e sobre o consumo referido à produção líquida prende-se com a inclusão da componente do consumo abastecido por produção própria na aferição do consumo final.

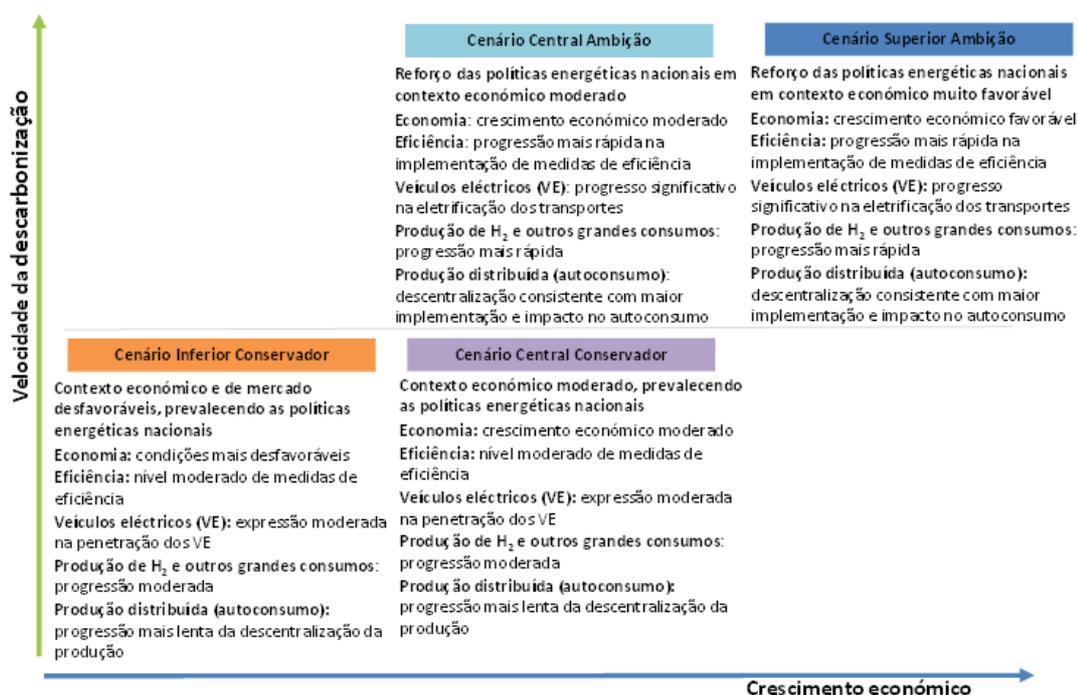
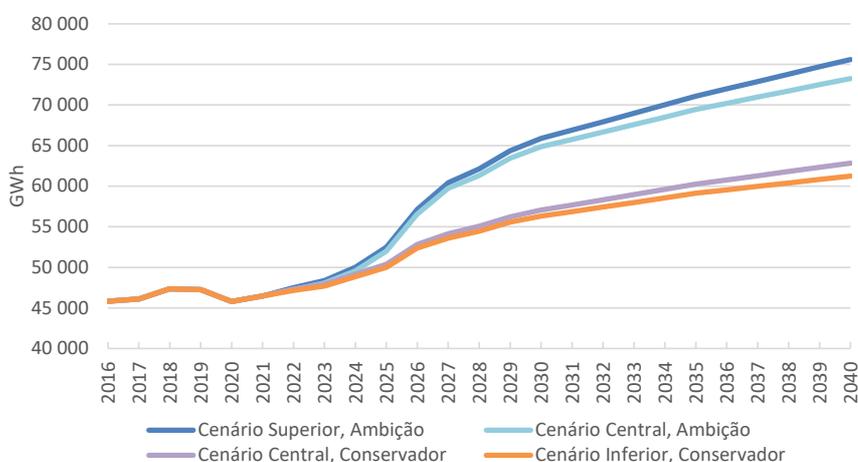
Dependendo dos cenários, no horizonte do estudo o impacto dos *datacenters* e outros grandes projetos varia entre 4,0% e 6,5% no consumo final e entre 1,0% e 2,6% no consumo referido à produção líquida.

10. Previsão do Consumo Final de Eletricidade

Como referido na descrição da metodologia, no longo prazo o consumo final de eletricidade resulta da modelização do comportamento do consumo nos diversos sectores de atividade e engloba toda a energia elétrica 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 2022-2040

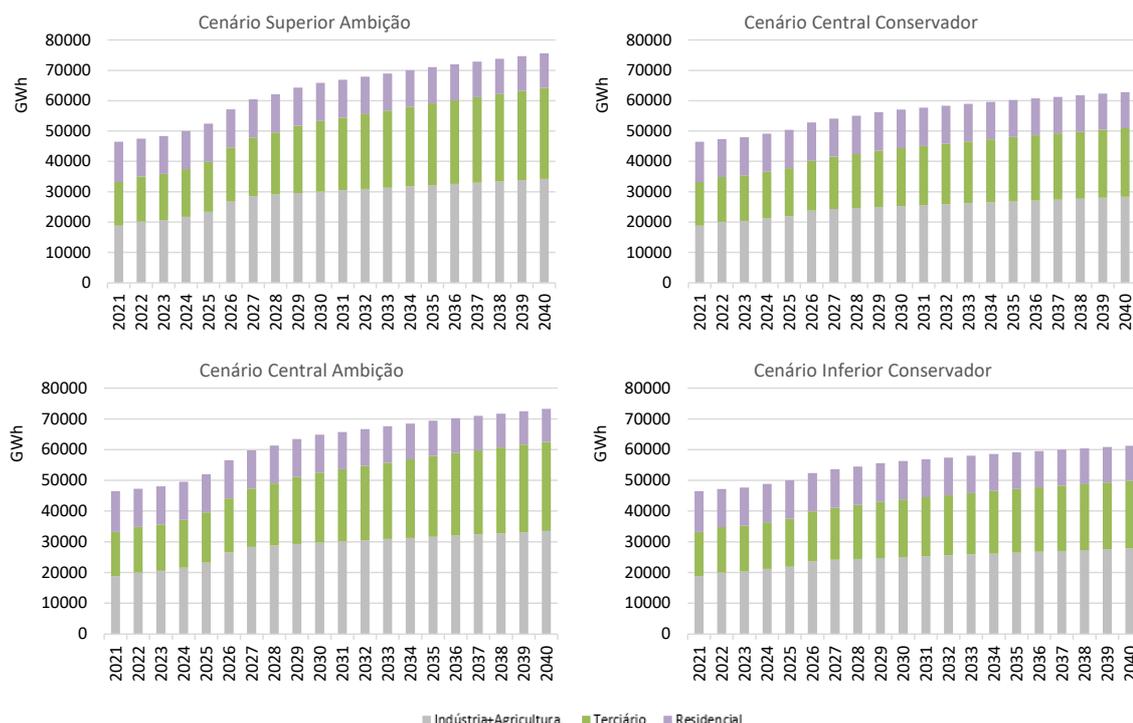


O crescimento significativo previsto para os próximos anos deve-se, fundamentalmente, ao consumo dos eletrolisadores para produção de H₂ e dos datacenters e outros grandes projetos incluídos neste exercício de previsão. De salientar que no consumo final está incluído o consumo abastecido quer através 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 estão incluídos no setor da Indústria. 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.

FIGURA 48 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE POR SETORES. PERÍODO 2022-2040



Tal como expectável, as previsões para os cenários Ambição traduzem um crescimento médio anual do consumo final de eletricidade até 2030 significativo, quer para o setor da Indústria, quer para o setor Terciário, com taxas superiores a 5% ao ano.

TABELA 3 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA DE ELETRICIDADE

Períodos	Indústria+Agricultura	Terciário	Residencial	Total
Cenário Superior Ambição				
2022-2040	3,0%	4,0%	-0,5%	2,6%
2022-2030	5,2%	5,7%	0,1%	4,2%
2030-2040	1,3%	2,6%	-1,0%	1,4%
Cenário Central Ambição				
2022-2040	2,9%	3,8%	-0,8%	2,5%
2022-2030	5,1%	5,6%	-0,1%	4,0%
2030-2040	1,2%	2,4%	-1,4%	1,2%
Cenário Central Conservador				
2022-2040	1,9%	2,4%	-0,3%	1,6%
2022-2030	2,9%	3,3%	0,2%	2,4%
2030-2040	1,2%	1,7%	-0,7%	1,0%

	Cenário Inferior Conservador			
2022-2040	1,9%	2,3%	-0,5%	1,5%
2022-2030	2,8%	3,1%	0,1%	2,2%
2030-2040	1,1%	1,6%	-0,9%	0,8%

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 três vertentes:

- autoconsumo de grandes instalações de cogeração e outras tecnologias (biomassa, biogás) sem cogeração
- autoconsumo para produção de H₂ e associado a *datacenters* e outros grandes projetos
- 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.

Por fim, pela primeira vez em exercícios de previsão considera-se o autoconsumo previsto associado a unidades de eletrólise para produção de H₂ e a *datacenters* e outros grandes projetos que se prevê entrem em exploração no período em estudo. Atendendo à sua dimensão, espelhada nos pressupostos da DGEG sobre a capacidade instalada destes projetos e sobre a componente que se prevê seja abastecida através de produção própria, afigura-se importante diferenciar o autoconsumo associado a esta dinâmica e que envolve, nomeadamente, a produção de H₂ e os *datacenters*.

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 2022. 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 de cogeração e outras tecnologias (biomassa, biogás) sem cogeração

Os cenários referentes às potências instaladas em cogeração (renovável e não renovável – Gás Natural) estão de acordo com os pressupostos constantes no RMSA-E 2022 e elaborados pela DGEG.

Deste modo, na medida em que os pressupostos do cenário Conservador e Ambição são idênticos até 2030 e dado o impacto dos preços de gás natural nas centrais a Cogeração no ano 2021 foi

assumido para os três cenários (Cenário Conservador, Cenário Ambição e Teste de Stress) o seguinte relativamente às instalações de Cogeração:

- no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica pelas centrais a gás natural foi assumido um valor mais conservador correspondendo a uma utilização de 4 800 hpc, referente ao ano 2001. Em relação ao autoconsumo destas centrais foi igualmente considerado o mesmo período, que corresponde a um valor de 900 hpc.
- para as centrais renováveis, no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica foi assumida uma utilização de 5 300 hpc, considerando também o valor do ano 2021. Por fim, relativamente ao autoconsumo destas centrais foi assumido um valor de 1 400 hpc, para a mesma janela temporal, refletindo um ligeiro aumento do autoconsumo no último ano.

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 2021.

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 2021; a restante potência é repartida entre UPAC e UPP com base na relação de 2021;
- 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 2021 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 2021. 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.

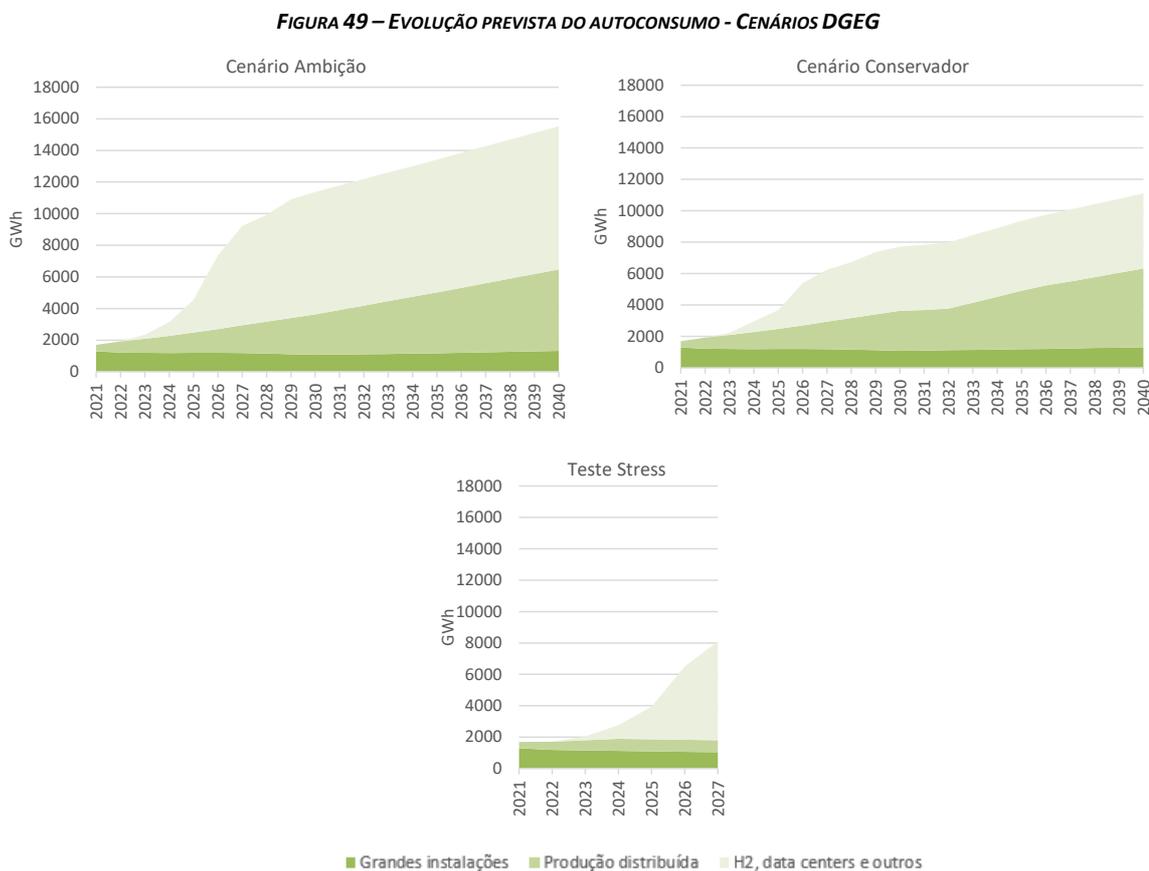
H₂, datacenters e outros grandes consumos

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.

Resultados obtidos

A Figura 49 ilustra a evolução anual prevista do autoconsumo para as três vertentes, resultante da aplicação das metodologias acima descritas.



Das assunções assumidas resulta que o valor do autoconsumo no cenário Ambição apresenta um forte crescimento decorrente das componentes da produção distribuída e do H₂, datacenters e outros, com especial ênfase para esta última na primeira década. Em 2030 o peso do autoconsumo

destas duas componentes sobre o total é de 22% e 68%, respetivamente, evoluindo para 33% e 58% em 2040.

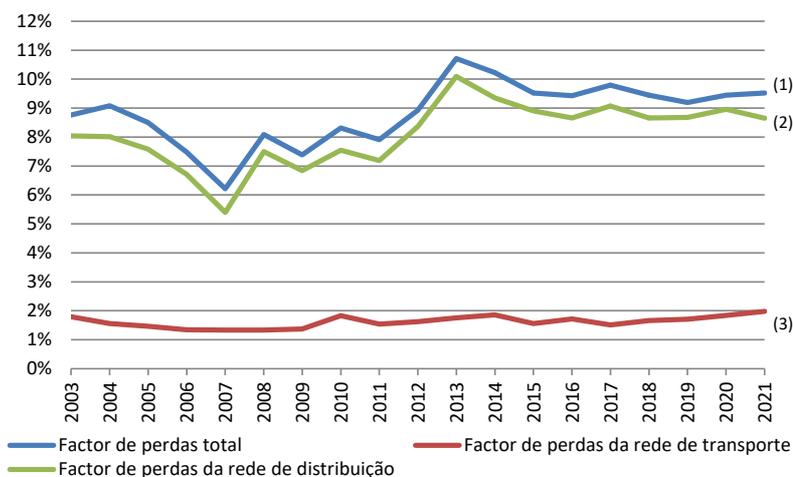
A amplitude entre os cenários Ambição e Conservador evolui de 3 650 GWh em 2030 para 4 420 GWh em 2040, sendo que o cenário Conservador representa 68% do cenário Ambição em 2030 e 72% em 2040.

Importa ainda referir que relativamente a 2021 o valor previsto do autoconsumo para o horizonte do estudo cresce mais de nove vezes no cenário Ambição e mais de seis vezes no cenário Conservador.

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 2021, 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 2003-2021



(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

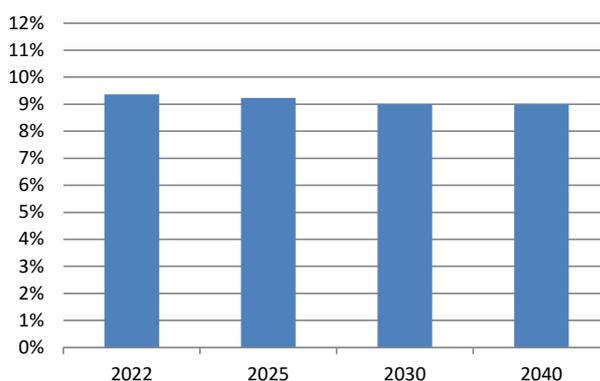
Fonte: DGEG, REN e E-Redes

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 9,5% - valor estimado para 2021 - 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

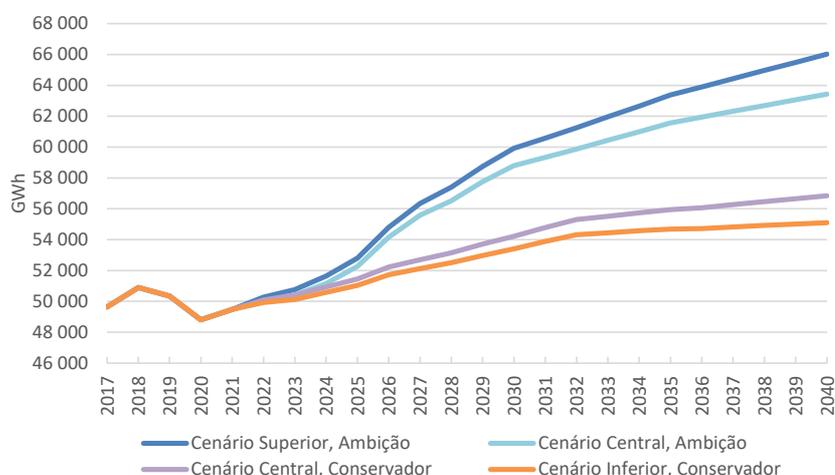


13. Previsão do Consumo de Eletricidade Referido à Produção Líquida

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 2021, 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 1,4% em termos homólogos (+1,8% 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.

FIGURA 52 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA. PERÍODO 2022-2040



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.

Em 2030 o intervalo de variação entre os cenários que balizam as previsões situa-se em cerca de 6,5 TWh (cerca de 12% do consumo do cenário Central Conservador), enquanto no horizonte do estudo se situa em 10,9 TWh (cerca de 19% 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 perspetivas de evolução da eficiência energética, da eletrificação dos transportes, da capacidade instalada em eletrolisadores para produção de H₂ verde e em *datacenters* e outros grandes projetos com ligação à RESP e da evolução do autoconsumo.

A Tabela 4 reflete as taxas médias de crescimento anual implícitas no consumo referido à produção líquida previsto.

TABELA 4 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DO CONSUMO DE ELECTRICIDADE REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA. PERÍODO 2022-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2022-2040	1,5%	1,3%	0,7%	0,5%
2022-2030	2,2%	2,0%	1,0%	0,8%
2030-2040	1,0%	0,8%	0,5%	0,3%

Os cenários apresentados caracterizam-se por um crescimento médio anual de 1,5% no Cenário Superior Ambição, 1,3% no cenário Central Ambição, 0,7% no cenário Central Conservador e 0,5% 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 2022-2030, e principalmente nos cenários Ambição, as taxas de crescimento são mais elevadas devido ao consumo previsto associado aos eletrolisadores e *datacenters*. 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.

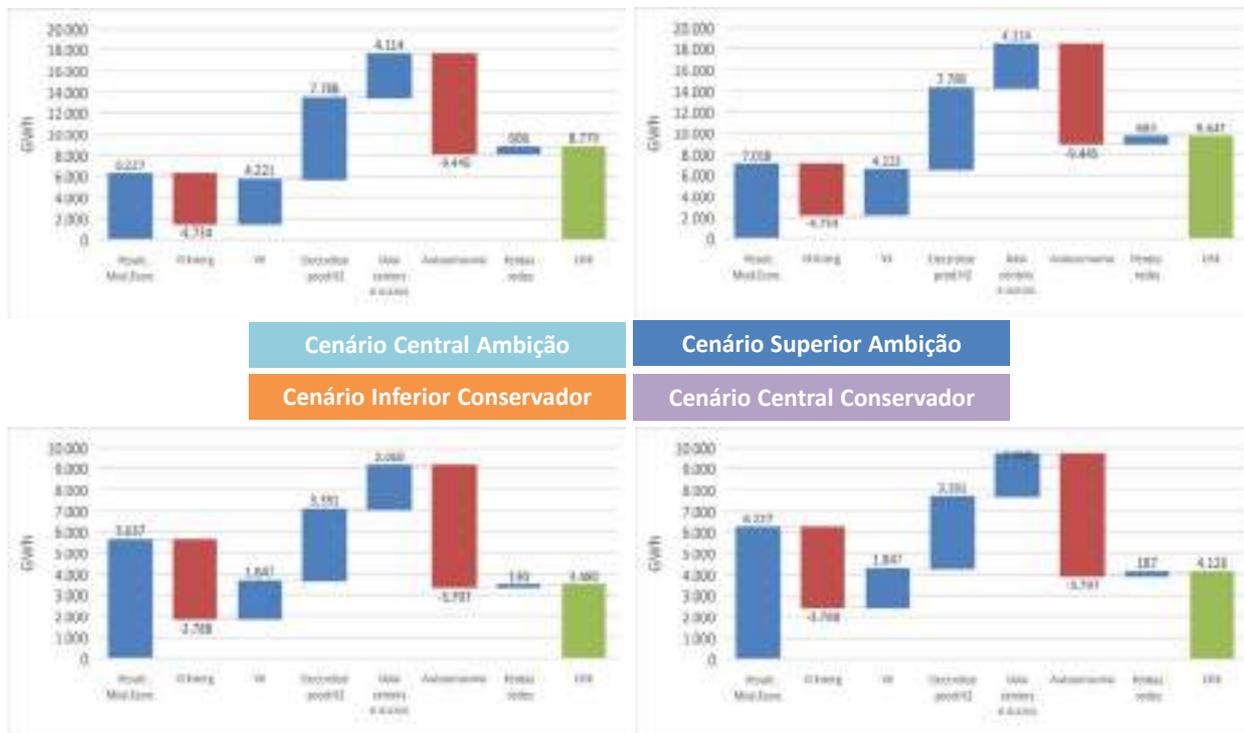
14. Síntese dos Resultados Obtidos

Nesta secção representa-se graficamente, para cada cenário, a contribuição dos distintos vetores para o consumo referido à produção líquida (CRE) para os períodos 2022-2030 e 2030-2040.

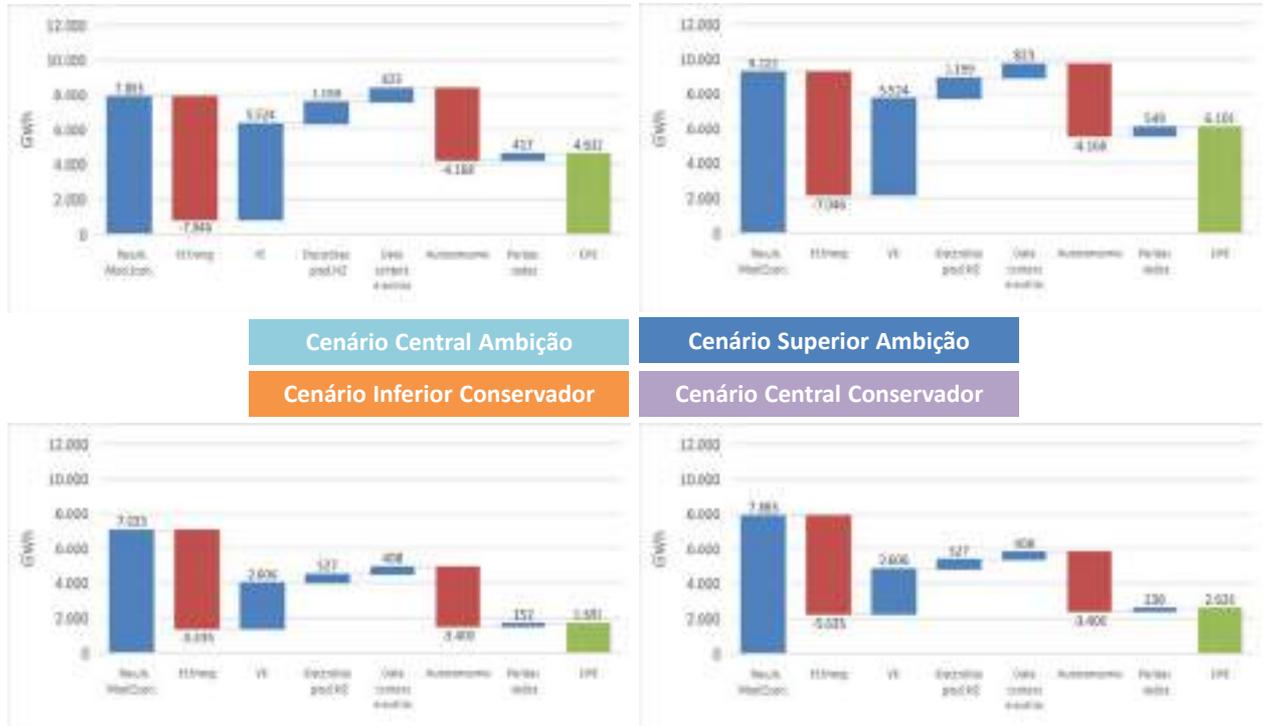
As características específicas de cada cenário e, conseqüentemente, os diferentes pressupostos assumidos fundamentam a diferenciação entre os resultados obtidos. Este tipo de representação para além de facilitar a comparação entre cenários, sistematiza o conjunto de efeitos sobre o consumo das várias 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 eletricidade, 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 eletricidade.

**FIGURA 53 – EFEITO DOS DISTINTOS VETORES NA PREVISÃO DA PROCURA – CONTRIBUTOS EM CADA PERÍODO
2022 - 2030**



2030 - 2040

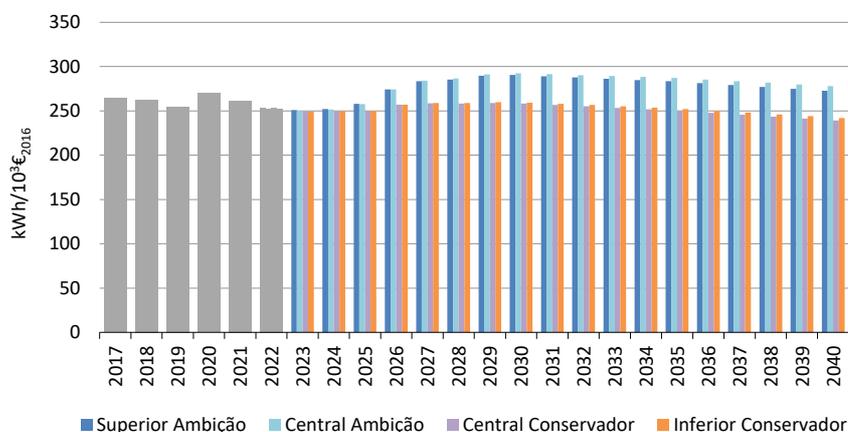


No período 2022-2030 destaca-se o consumo previsto dos eletrolisadores e dos *datacenters* e outros, bem como do autoconsumo, embora em sentidos opostos. Entre 2030 e 2040 o impacto da eficiência energética aumenta face ao período anterior em ambos os cenários, o mesmo acontecendo com o consumo dos veículos elétricos.

Relativamente aos indicadores económico-energéticos apresentados a seguir, afigura-se importante evidenciar que estão referidos à procura total de electricidade, que equivale ao consumo referido à produção líquida acrescido do autoconsumo.

A Figura 54 mostra a evolução prevista da intensidade da procura de electricidade no PIB no período em estudo.

FIGURA 54 – EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2022-2040



Da sua análise conclui-se que no cenário Conservador este indicador vai-se reduzindo ao longo do tempo, estabilizando em torno de 239 kWh/10³€₂₀₁₆ no cenário Central e 242 kWh/10³€₂₀₁₆ no cenário Inferior. No que respeita ao cenário Ambição, há uma tendência crescente observada nos primeiros anos de previsão que inflête ligeiramente a partir de 2030.

A Tabela 5 reflete as taxas médias de crescimento anual implícitas na intensidade da procura total no PIB, decorrente dos resultados obtidos.

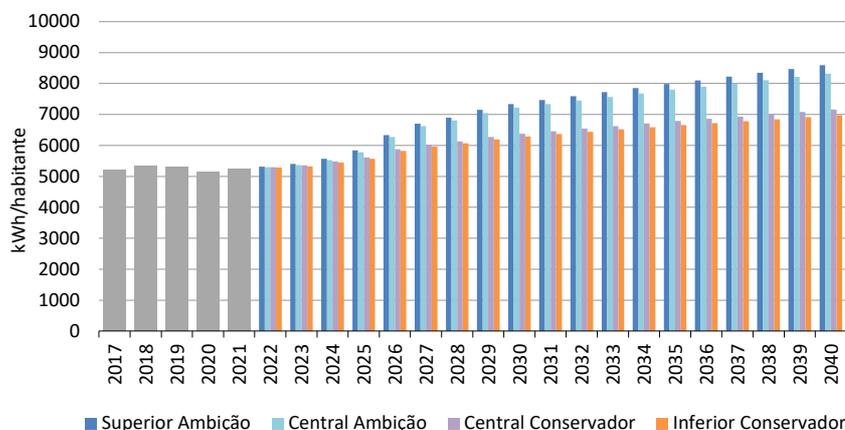
TABELA 5 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2022-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2022-2040	0,4%	0,5%	-0,3%	-0,2%
2022-2030	1,7%	1,8%	0,2%	0,3%
2030-2040	-0,6%	-0,5%	-0,8%	-0,7%

Entre 2030 e 2040 a taxa média de crescimento anual deste indicador é negativa em todos os cenários, com valores mais acentuados no cenário Conservador.

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 2022-2040



Verifica-se 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 2022-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2022-2040	2,7%	2,5%	1,7%	1,6%
2022-2030	4,1%	4,0%	2,3%	2,2%
2030-2040	1,6%	1,4%	1,2%	1,0%

Para o período em análise as taxas apontam para um ritmo de crescimento superior ao verificado no último quinquénio (1,6% ao ano, em média), embora a ultima década do estudo apresente taxas inferiores em três dos cenários.

15. Comparação com Previsões de Estudos Anteriores

Nas figuras seguintes comparam-se os resultados obtidos neste exercício de previsão face aos resultados dos dois exercícios anteriores, e que serviram de base ao RMSA-E21 e RMSA-E20, no que respeita ao consumo referido à produção líquida, consumo dos VE, poupanças decorrentes da eficiência energética, autoconsumo e cenários de evolução do PIB.

FIGURA 56 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA. *RMSA-E22 vs RMSA-E21 e RMSA-E20*



Comparativamente, os valores de consumo de electricidade agora apresentados são de uma forma geral superiores aos do ano anterior até 2030 (entre +0,4% e +4,4% consoante os cenários), principalmente nos cenários Ambição. A partir desse ano, grosso modo, a situação inverte-se nos

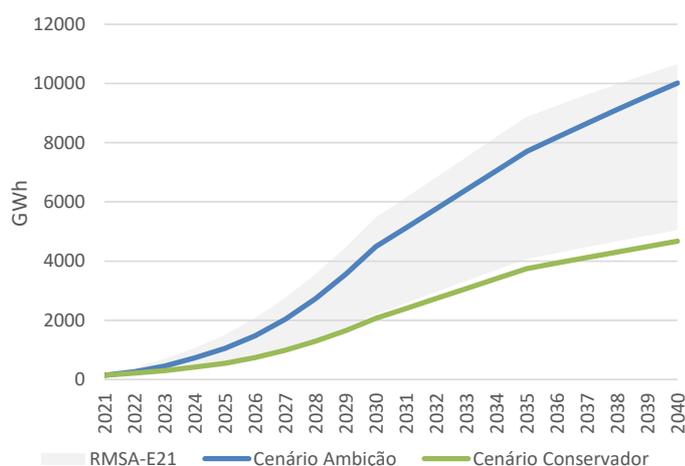
cenários Conservador e a dinâmica de crescimento dos consumos de eletricidade não é tão acentuada.

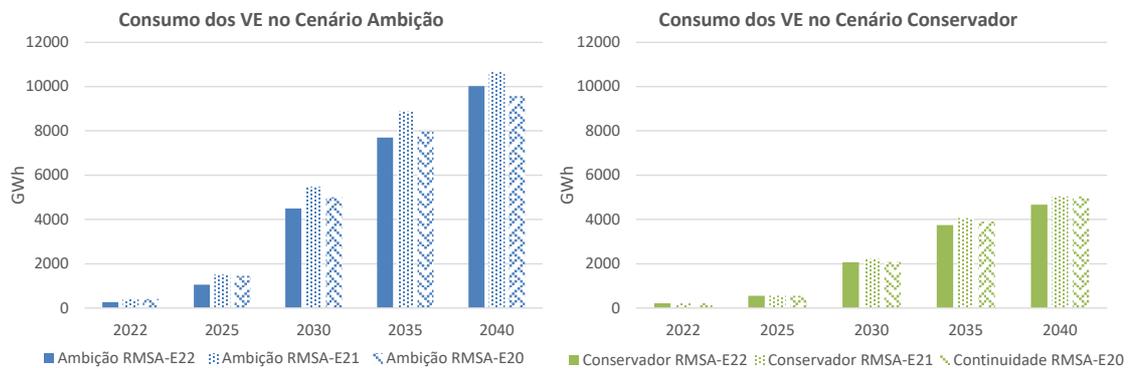
No horizonte do estudo as previsões para o cenário Inferior Conservador estão abaixo da envolvente dos cenários do RMSA-E21 com uma variação de -1,2%, enquanto o cenário Superior Ambição está acima da envolvente com uma variação de +1,6%. Esta situação fica a dever-se, essencialmente, à evolução mais relevante do consumo dos eletrolisadores e ao consumo dos *datacenters* considerado no atual exercício de previsão, apesar da evolução bastante intensa do autoconsumo, vertente com impacto no sentido da redução do consumo referido à produção líquida. 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 o consumo previsto dos VE nos atuais cenários é inferior em relação ao RMSA-E21 nos estádios representados.

FIGURA 57 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DOS VE. RMSA-E22 vs RMSA-E21 e RMSA-E20



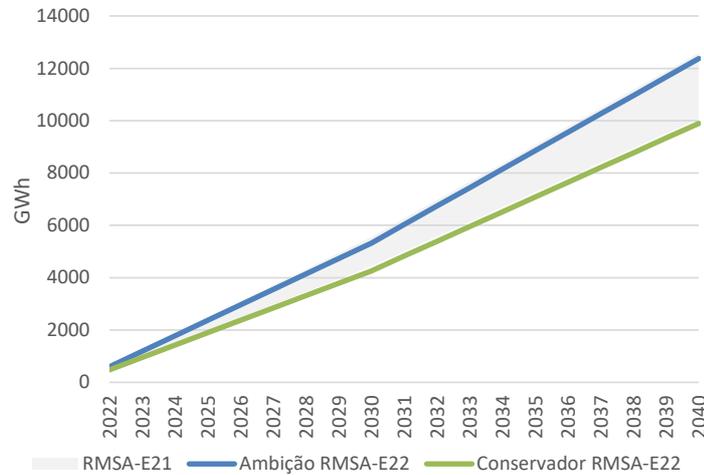


Em relação aos cenários do ano passado, o cenário Ambição é inferior em cerca de 18% em 2030 e 6% em 2040, enquanto que o cenário Conservador é inferior em 7% em 2030 e em 2040. Este ajustamento em baixa do consumo previsto dos veículos elétricos deve-se à vertente dos PHEV cuja penetração foi revista em baixa tendo em conta a informação pública sobre os planos estratégicos dos fabricantes, que na sua maior parte pretende eliminar os modelos com motores a combustão nos próximos anos, o que resulta numa penetração mais lenta no segmento dos PHEV.

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.

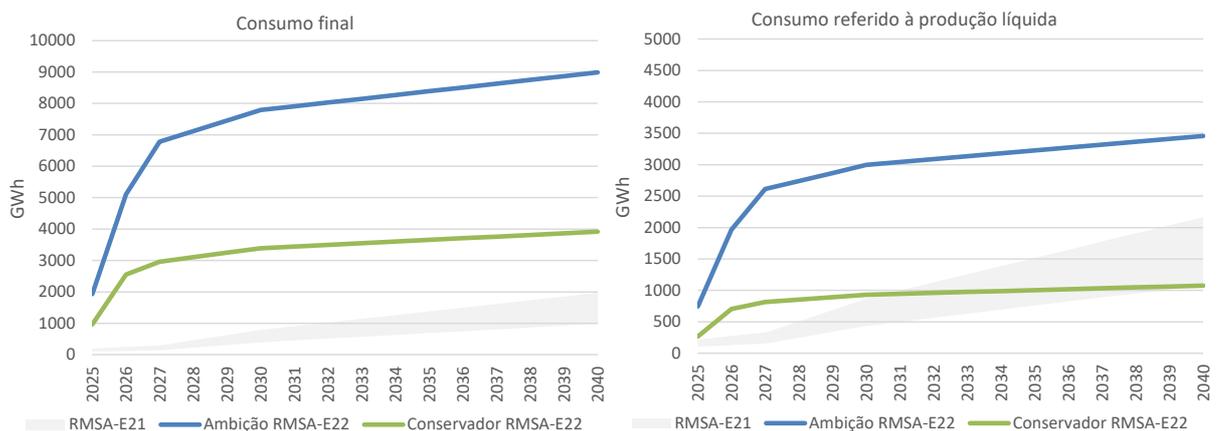
FIGURA 58 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE ELETRICIDADE ACUMULADAS. RMSA-E22 vs RMSA-E21



Produção de Hidrogénio

No ano passado pela primeira vez foi introduzido o impacto previsto nos consumos de electricidade associado à produção de H₂ através de unidades de electrólise. No entanto, e de acordo com os pressupostos, a capacidade instalada prevista seria abastecida totalmente através da RESP. Este ano a abordagem foi alterada e assenta no abastecimento do consumo total das unidades de produção de H₂ repartido entre RESP e produção própria, em conformidade com os pressupostos da DGEG. Assim, os resultados relativos ao consumo final não são totalmente comparáveis, apenas os do consumo referido à produção líquida.

FIGURA 59 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO DE ELETRICIDADE DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO DE H₂. RMSA-E22 vs RMSA-E21



Relativamente aos cenários do ano passado, o consumo de electricidade previsto destas unidades tem um andamento distinto. No cenário Conservador o consumo referido à produção líquida é superior nos primeiros anos de previsão e inferior nos seguintes, atingindo um valor muito semelhante no

horizonte do estudo. No cenário Ambição as previsões atuais são significativamente superiores em linha com a maior capacidade instalada prevista para este cenário.

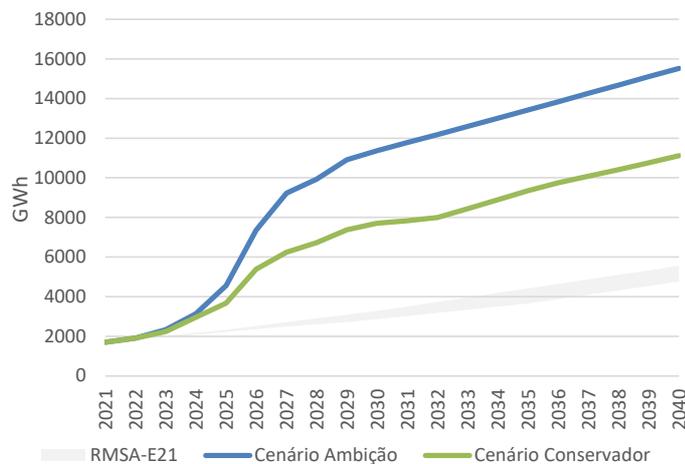
Autoconsumo

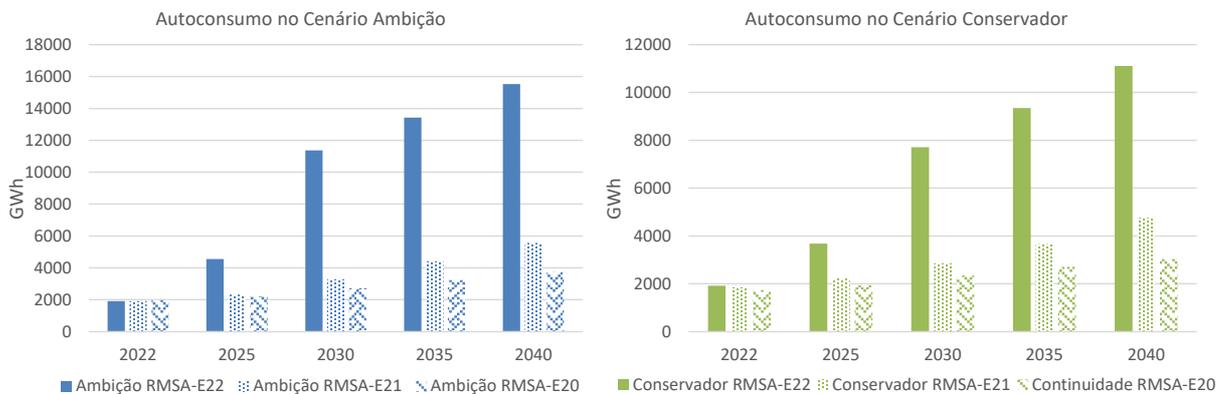
Um outro fator prende-se com a evolução do autoconsumo, caracterizado por um crescimento considerável nos cenários atuais face aos cenários anteriores.

Os valores obtidos não são diretamente comparáveis pois no ano passado apenas se considerou a potência instalada de eletrolisadores totalmente abastecidos através da RESP, ou seja, não foram assumidas suposições sobre a componente que seria abastecida através de produção própria ou autoconsumo. No atual exercício de previsão, a capacidade instalada prevista relativa a esta vertente está numa ótica global, ou seja, considera-se que parte é abastecida através da RESP e parte através de produção própria. Por outro lado, este ano considera-se o impacto no consumo de eletricidade de projetos de *datacenters* e outros grandes projetos, também numa ótica de abastecimento pela RESP e através de produção própria.

Ainda assim, na Figura 60 compara-se a evolução prevista do autoconsumo.

FIGURA 60 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO. RMSA-E22 vs RMSA-E21 E RMSA-E20



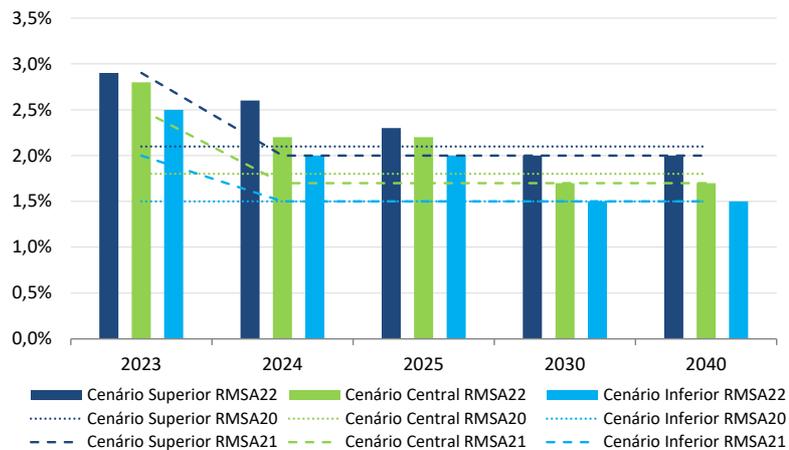


Não esquecer que na determinação do consumo referido à produção líquida o autoconsumo é deduzido ao consumo final (ver equação(3)), uma vez que, pelas suas características, é um consumo abastecido através de redes privadas.

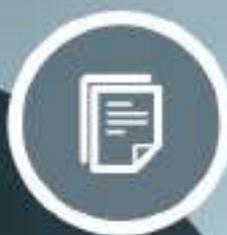
Evolução do PIB

Finalmente, outro fator de extrema importância são os cenários macroeconómicos.

FIGURA 61 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DO PIB. RMSA-E22 vs RMSA-E21 e RMSA-E20



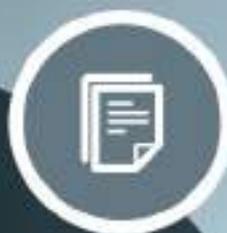
Pelas razões já apresentadas, as previsões do PIB para os próximos três anos assentam em níveis com uma ordem de grandeza diferente dos cenários anteriores. Após 2025 há uma convergência para valores muito próximos.



6

ANEXOS

REN 



6

ANEXOS

ANEXO 3

PREVISÃO DAS PONTA SÍNCRONAS DO SEN
PARA O PERÍODO 2023-2040

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.....	4
1.4	Perfil diário do consumo de eletricidade associado ao H2, <i>datacenters</i> e outros grandes consumos	8
1.5	Estimativa de evolução da ponta do SEN no período 2023-2040	9
2.	Considerações/recomendações finais	13

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 2022 E 2021 (20% “DIRECT RECHARGING” E 80% “VALLEY RECHARGING”)	7
Figura 4 - PERFIL DE CARREGAMENTO VE CENÁRIO AMBIÇÃO 2030 PARA OS RMSA E 2022 E 2021 (60% “DIRECT RECHARGING” E 40% “VALLEY RECHARGING”)	8
Figura 5 - PERFIL DE CONSUMO DE H2, DATACENTERS E OUTROS GRANDES CONSUMOS EM 2030.....	9
Figura 6 - PONTA DE INVERNO PARA OS CENÁRIOS CENTRAL CONSERVADOR E AMBIÇÃO, SUPERIOR AMBIÇÃO E TESTE STRESS	10
Figura 7 - PONTA DE VERÃO PARA OS CENÁRIOS CENTRAL CONSERVADOR E AMBIÇÃO, SUPERIOR AMBIÇÃO E TESTE STRESS	10
Figura 8 - PONTA DE INVERNO PARA CONDIÇÕES STANDARD, AGRAVADA E MÁXIMA DECORRENTES DO EFEITO DE TEMPERATURA.....	11
Figura 9 - IMPACTE DO EFEITO TEMPERATURA E DA ESTRATÉGIA DE CARREGAMENTO DOS VE NA PONTA DE INVERNO DE 2030	12
Figura 10 - IMPACTE DO EFEITO DE TEMPERATURA E DA ESTRATÉGIA DE CARREGAMENTO DOS VE NA PONTA DE INVERNO DE 2023	13

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 final é de cerca de 7% em 2030 e de 14% em 2040, enquanto que, no cenário Conservador é de cerca de 4% em 2030 e de cerca de 8% 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 parte alimentada exclusivamente com produção dedicada e outra interligada com a RESP. Esta ligação à RESP leva a que os consumos de eletricidade daí decorrentes devam ser vertidos no presente exercício. No exercício de previsão das pontas de consumo de eletricidade consideram-se os impactos decorrentes de perspetivas futuras de evolução da capacidade instalada em eletrolisadores com ligação à RESP, tendo por base informação disponibilizada por vários promotores. Assim, as projeções da evolução desta vertente apontam, em 2030, para uma capacidade instalada em eletrolisadores de 1 250 MW no cenário Ambição e 520 MW no cenário Conservador e, em 2040, de 1 500 MW no cenário Ambição e 630 MW no cenário Conservador.

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, nomeadamente *datacenters*. As projeções da evolução desta vertente apontam para uma capacidade instalada destes grandes projetos com ligação à RESP de 605 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, H2, *datacenters* e 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, nomeadamente *datacenters*.

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 *datacenters* e 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 2016 a 2019 e 2021)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 9.7%, a 6.5% e a 13.7%, 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.

1.3 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*”.

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 compreendidos entre março e dezembro de 2020, de modo a não incorporar os hábitos de consumo de eletricidade decorrentes deste acontecimento.

² PS-MORA® Power Systems – Model for Operational Reserve Adequacy - é propriedade intelectual da REN (Registado em 01/09/2018 com o nº 017892360).

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 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.

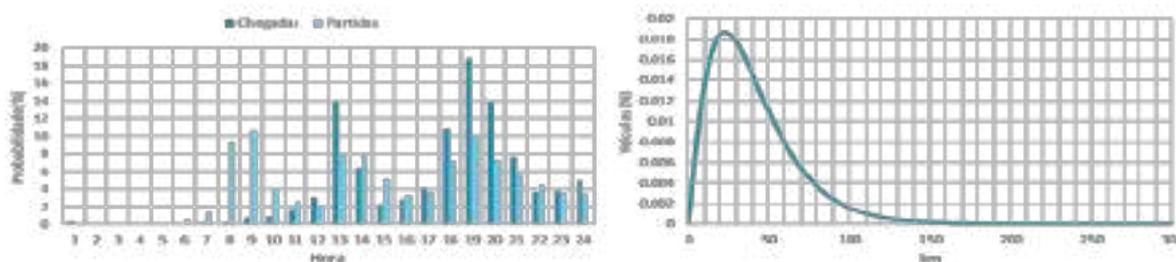


FIGURA 1 - DISTRIBUIÇÃO DAS PARTIDAS E CHEGADAS DOS VEÍCULOS LIGEIROS E DISTRIBUIÇÃO DA DISTÂNCIA MÉDIA PERCORRIDA PELOS MESMOS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Para os diferentes tipos de veículos elétricos em Portugal considerados no RMSA-E 2022 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*”.

³ Mobilidade e funcionalidade do território nas Áreas Metropolitanas do Porto e Lisboa, Instituto Nacional de Estatística, 2017

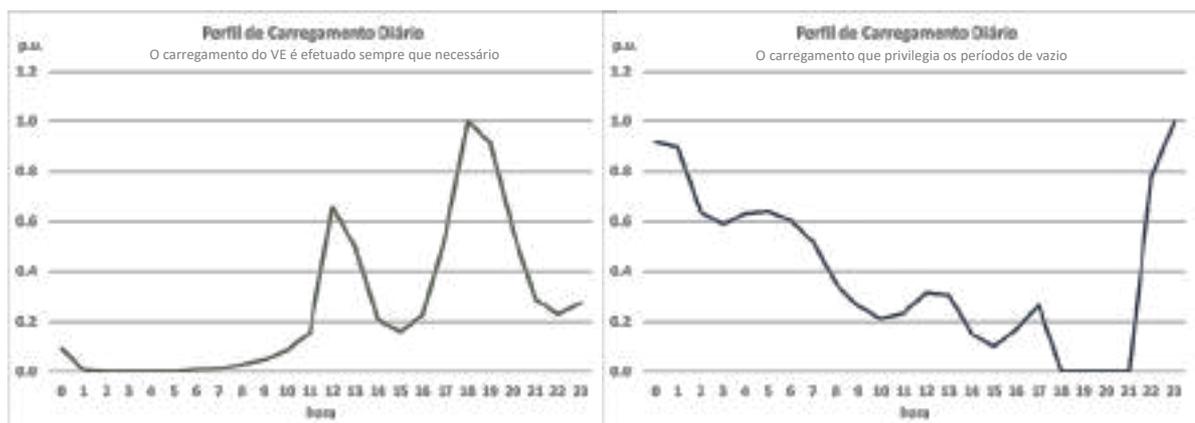


FIGURA 2 - PERFIL DE CARREGAMENTO DIÁRIO: A) "DIRECT RECHARGING" E B) "VALLEY RECHARGING"

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 800 MW no caso do cenário Central Ambição, ou seja, em linha com o valor apresentado no RMSA-E 2021 (Figura 3). A revisão em baixa do número de veículos PHEV face ao RMSA-E 2021 contrasta com a introdução pela primeira vez de potências de carregamento de 350 kW.

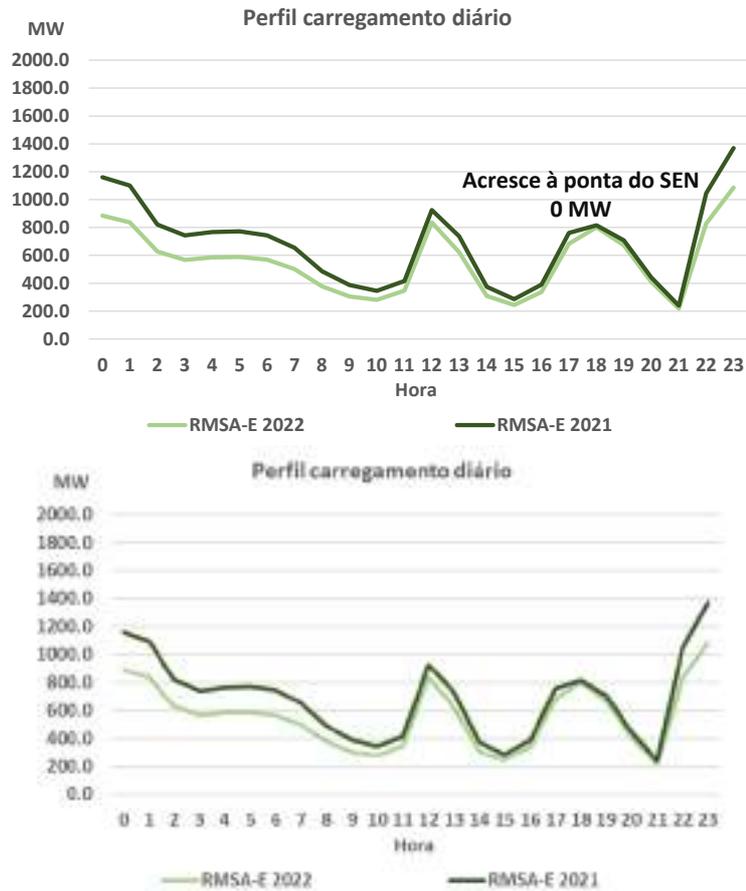


FIGURA 3 - PERFIL DE CARREGAMENTO VE CENÁRIO AMBIÇÃO 2030 PARA OS RMSA E 2022 E 2021 (20% "DIRECT RECHARGING" E 80% "VALLEY RECHARGING")

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 1 600 MW, com perfil semelhante ao do RSMA-E 2021, mas com uma redução da ponta do SEN de 200 MW face ao RMSA-E 2021).



FIGURA 4 - PERFIL DE CARREGAMENTO VE CENÁRIO AMBIÇÃO 2030 PARA OS RMSA E 2022 E 2021 (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 são de 380 MW e de 780 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 exercícios anuais do RMSA 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, *datacenters* 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 eletrolisadores, *datacenters* e outros grandes consumos, 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 eletrolisadores, *datacenters* e outros grandes consumos. Assim sendo, dos pressupostos assumidos decorre o perfil de consumo diário previsto por estas unidades apresentado na figura seguinte (Figura 5), para o horizonte 2030 e para o cenário Conservados e Ambição, respetivamente.

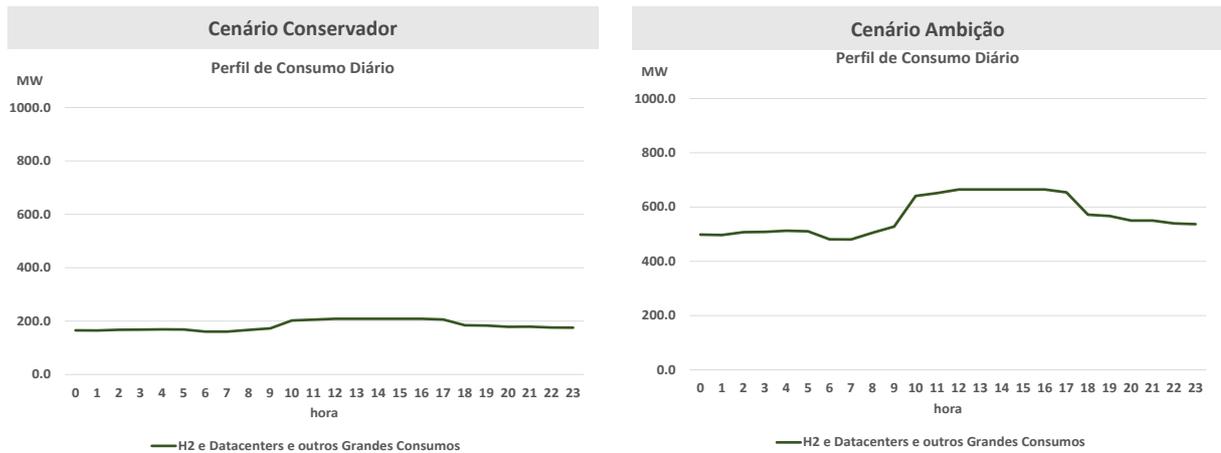


FIGURA 5 - PERFIL DE CONSUMO DE H2, DATACENTERS E OUTROS GRANDES CONSUMOS EM 2030

Especificamente para o horizonte 2030, prevê-se que os consumos afetos à produção de H2, os consumos em *datacenters* e outros grandes consumos acresçam “nas tradicionais horas de ponta do SEN” cerca de 185 MW e 570 MW nos casos dos cenários Conservador e Ambição, respetivamente.

Para o cenário Ambição, considera-se ainda uma análise de sensibilidade em 2030, em termos de segurança de abastecimento, correspondente a um consumo da RESP de cerca de 75% (os restantes 25% garantidos através de produção própria), elevando o consumo na hora de ponta para cerca de 1225 MW (mais cerca de 655 MW quando comparado com a situação de abastecimento pela rede com apenas 35%).

1.5 Estimativa de evolução da ponta do SEN no período 2023-2040

Nas Figura 6 e Figura 7 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 2023, 2025, 2027, 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 2023 no cenário Superior Ambição (Teste Stress), são ainda apresentados os valores das pontas para a estratégia de carregamento VE 60-40.

Cenário Central Conservador - Ponta Anual (Inverno)										Cenário Central Ambição - Ponta Anual (Inverno)									
Consumo Total na Emissão (GWh)					Ponta dos consumos total (MW)					Consumo Total na Emissão (GWh)					Ponta dos consumos total (MW)				
S/	VE	H2	GC	Final	Ponta dos Consumos Standard (MW) ^{a)}	Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}	Ponta dos Consumos Máxima (MW) ^{c)}	S/	VE	H2	GC	Final	Ponta dos Consumos Standard (MW) ^{a)}	Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}	Ponta dos Consumos Máxima (MW) ^{c)}				
Ano	GWh	Ano	GWh	VE20-80	Ano	MW	Ano	MW	Ano	MW	Ano	GWh	Ano	GWh	VE20-80				
2023	50021	2023	50408		2023	8645	2023	8868	2023	9475	2023	49760	2023	50415					
2025	50408	2025	51458		2025	8775	2025	9000	2025	9615	2025	49878	2025	52271					
2027	50400	2027	52701		2027	8960	2027	9185	2027	9800	2027	49619	2027	55590					
2030	50454	2030	54221		2030	9170	2030	9395	2030	10010	2030	49283	2030	58797					
2035	50201	2035	55943		2035	9410	2035	9635	2035	10245	2035	48134	2035	61565					
2040	49959	2040	56847		2040	9530	2040	9750	2040	10360	2040	47067	2040	63429					
Consumo Total na Emissão (GWh)					Ponta dos consumos total (MW)					Consumo Total na Emissão (GWh)					Ponta dos consumos total (MW)				
S/	VE	H2	GC	Final	Ponta dos Consumos Standard (MW) ^{a)}	Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}	Ponta dos Consumos Máxima (MW) ^{c)}	S/	VE	H2	GC	Final	Ponta dos Consumos Standard (MW) ^{a)}	Ponta dos Consumos Agravada (MW) ^{b)}	Ponta dos Consumos Máxima (MW) ^{c)}				
Ano	GWh	Ano	GWh	VE60-40	Ano	MW	Ano	MW	Ano	GWh	Ano	GWh	Ano	MW	Ano	MW			
2030	50454	2030	54221		2030	9515	2030	9740	2030	10355	2030	49283	2030	58797	2030	10455			

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%

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
2023	50113	2023	50768	2023	8695	2023	9530
2025	50412	2025	52805	2025	8905	2025	9745
2027	50378	2027	56350	2027	9420	2027	10260
2030	50406	2030	59919	2030	9905	2030	10130
2035	49941	2035	63371	2035	10390	2035	10610
2040	49660	2040	66022	2040	10765	2040	10990

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
2023	50432	2023	51087	2023	8750	2023	8975
2025	51090	2025	53483	2025	8930	2025	9250
2027	51629	2027	57600	2027	9635	2027	9865

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%

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 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
2023	50021	2023	50408	2023	7140	2023	7600
2025	50408	2025	51458	2025	7305	2025	7770
2027	50400	2027	52701	2027	7455	2027	7920
2030	50454	2030	54221	2030	7660	2030	8125
2035	50201	2035	55943	2035	7880	2035	8345
2040	49959	2040	56847	2040	8000	2040	8460

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
2022	49760	2022	50415	2022	7135	2022	7595
2025	49878	2025	52271	2025	7450	2025	7910
2027	49619	2027	55590	2027	7870	2027	8325
2030	49283	2030	58797	2030	8310	2030	8765
2035	48134	2035	61565	2035	8660	2035	9100
2040	47067	2040	63429	2040	8905	2040	9335

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%

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
2023	50113	2023	50768	2023	7185	2023	7650
2025	50412	2025	52805	2025	7525	2025	7990
2027	50378	2027	56350	2027	7975	2027	8440
2030	50406	2030	59919	2030	8470	2030	8930
2035	49941	2035	63371	2035	8915	2035	9375
2040	49660	2040	66022	2040	9270	2040	9730

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
2023	50432	2023	51087	2023	7230	2023	7695
2025	51090	2025	53483	2025	7625	2025	8095
2027	51629	2027	57600	2027	8155	2027	8630

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%

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 7 - 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, 9 905 MW, em condições *Standard* de temperatura, 10 130 MW, em condições Agravadas de temperatura (com probabilidade de não excedência de 95%) e um valor máximo de 10 745 MW, para condições extremas de temperatura (com probabilidade de não excedência de 100%). O diferencial entre cenários é crescente à medida que se avança no tempo, ultrapassando os 1 230 MW em 2040 (entre o cenário Superior Ambição e o Central Conservador), contribuindo o carregamento de VE com cerca de 54% deste acréscimo (670 MW).

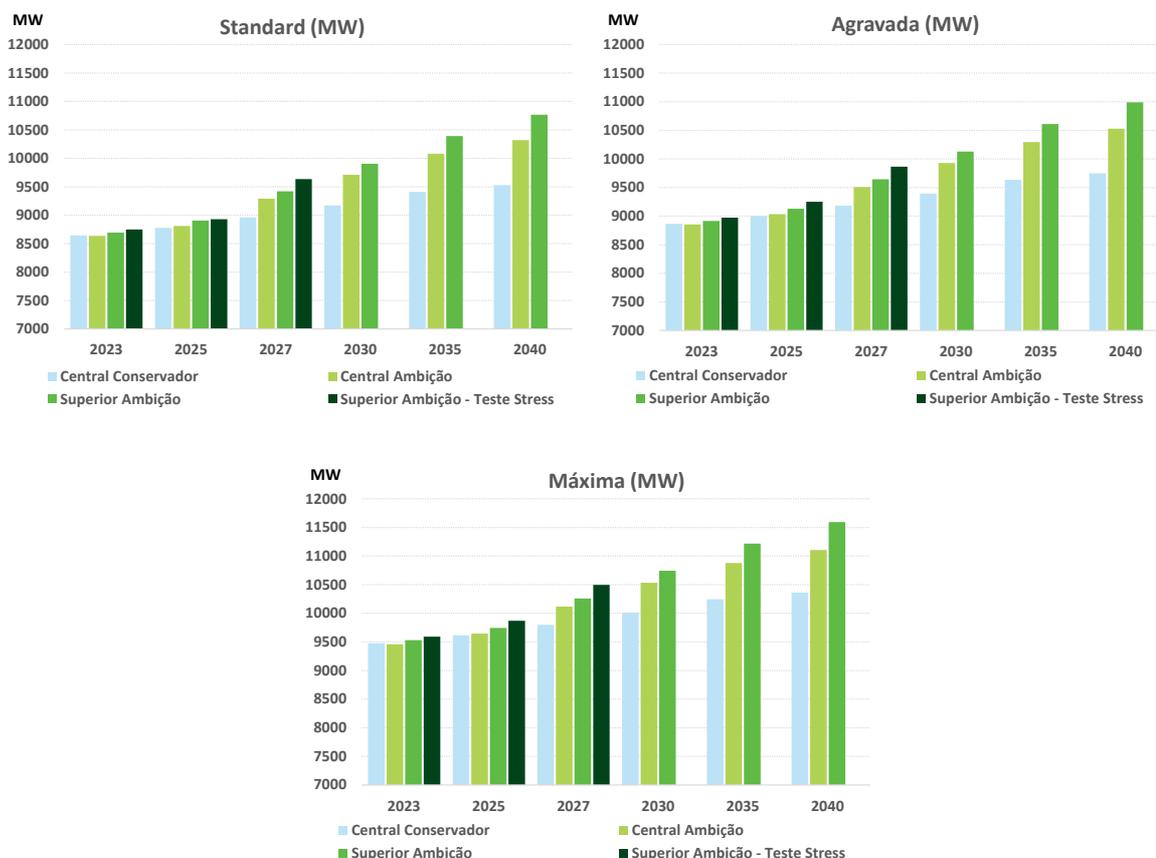


FIGURA 8 - PONTA DE INVERNO PARA CONDIÇÕES STANDARD, AGRAVADA E MÁXIMA DECORRENTES DO EFEITO DE TEMPERATURA

Os efeitos resultantes das condições de temperatura face às condições *Standard* (ponta de consumos Agravada e ponta Máxima) têm impacto no crescimento da ponta de consumos do SEN, como se pode verificar na Figura 8. 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 225 MW, e um agravamento máximo de cerca de 840 MW (com uma probabilidade de não excedência de 100%).

Para uma análise ao horizonte 2030 apresentam-se na Figura 9 os efeitos na ponta de consumos resultantes da estratégia de carregamento dos VE adotada, do efeito de temperatura e da percentagem do consumo da RESP da produção de H2, consumo de *datacenters* e outros grandes consumos. O valor das pontas considerando os efeitos de temperatura (*Standard*, Agravada e Máxima), as 2 estratégias de carregamento de VE (VE 20-80 e VE 60-40) e o consumo da produção de H2, *datacenters* e outros grandes consumos (entre 25%, 35% e 75%), varia cerca de 32%, entre um mínimo de 9 170 MW (ponta *Standard* no Cenário Central Conservador VE 20-80) e um máximo de 12 145 MW (ponta Máxima do Cenário Superior Ambição –VE 60-40 – GC 75%).

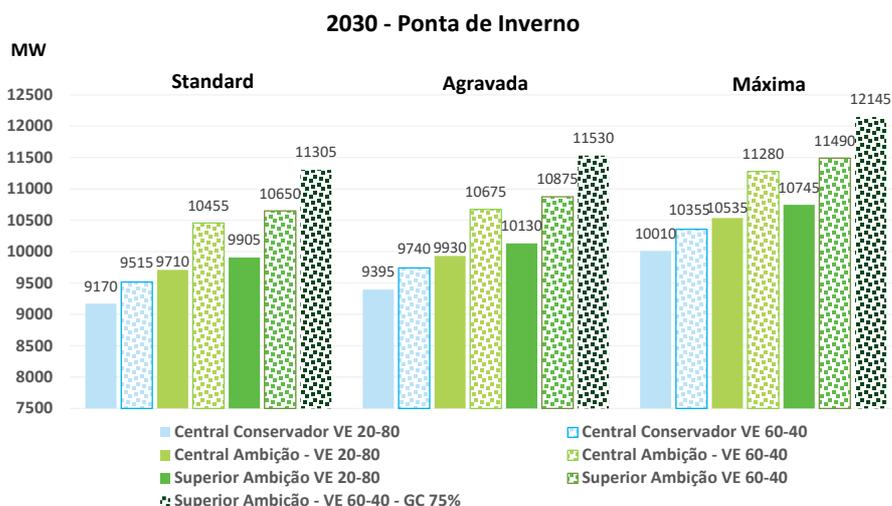


FIGURA 9 - IMPACTE DO EFEITO TEMPERATURA E DA ESTRATÉGIA DE CARREGAMENTO DOS VE NA PONTA DE INVERNO DE 2030

Neste horizonte, a amplitude de variação da ponta de consumo devido às diferentes estratégias de carregamento dos VE varia entre 320 MW, no caso do cenários Conservador, e 675 MW, no caso do cenário Ambição (1420 MW considerando VE 60-40), face a uma variação máxima de cerca de 840 MW por efeito de temperatura, podendo-se concluir da importância da estratégia de carregamento considerada, que apresenta neste estágio um impacto próximo do agravamento máximo por efeito da temperatura e com tendência a ser superior em estádios mais longínquos.

Por fim, a amplitude de variação da ponta de consumo devido ao abastecimento do consumo através da RESP para produção de H2 e do consumo de *datacenters* e outros grandes consumos varia entre 185 MW, no caso do cenário Conservador, e 570 MW, no caso do cenário Ambição (1 225 MW considerando 75% dos grandes consumos alimentados com recurso à RESP).

Da comparação das pontas de consumo no horizonte 2030 entre o estudo do RMSA-E 2022 e o anterior exercício (RMSA-E 2021) 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 aumenta em cerca de 525 MW e 100 MW, respetivamente;
- No cenário superior Ambição em condições *standard* de temperatura e estratégia de carregamento VE 20-80, a ponta aumenta em cerca de 440 MW;
- No cenário superior Ambição, estratégia de carregamento VE 60-40 e 75% dos grandes consumos alimentados com recurso à RESP, a ponta Máxima atinge os 12 145 MW (mais cerca de 745 MW quando comparado com o cenário superior Ambição VE-60-40 do RMSA-E 2021).

No que respeita ao estádio 2023, apresenta-se na Figura 10 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 12% entre um mínimo de 8 635 MW (ponta *Standard* no Cenário Superior Ambição VE 20 80) e um máximo de 9 665 MW (ponta *Máxima* do Cenário Superior Ambição – Teste Stress VE 60 40).

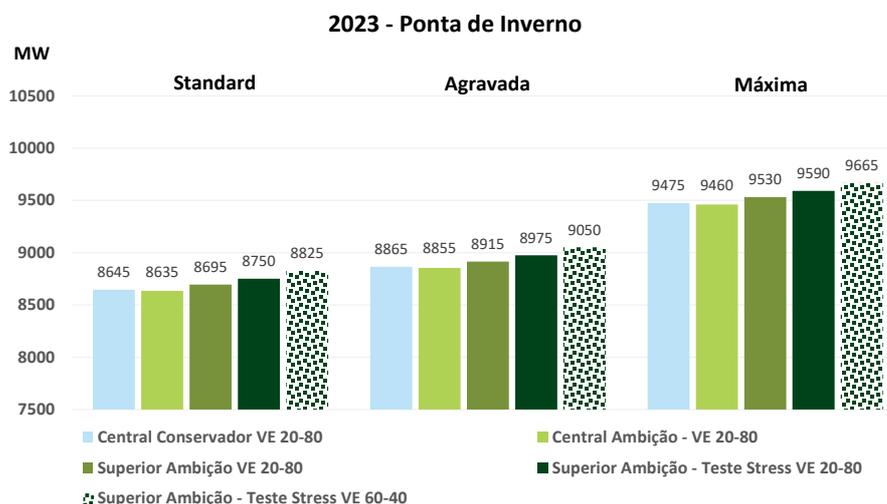


FIGURA 10 - IMPACTE DO EFEITO DE TEMPERATURA E DA ESTRATÉGIA DE CARREGAMENTO DOS VE NA PONTA DE INVERNO DE 2023

Da análise às pontas de consumo estimadas para 2023 para todos os cenários constata-se que as pontas de consumo *Standard* (corrigidas do efeito de temperatura) são superiores à ponta verificada em janeiro de 2022, no valor de 8595 MW, que, depois de corrigida do efeito de temperatura, seria de cerca de 8550 MW.

2. Considerações/recomendações finais

Deste exercício de previsão das pontas síncronas de consumo do SEN para o período 2023-2040, 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 dos eletrolisadores para produção de H2 e outros 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;

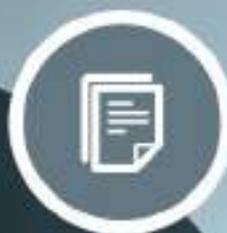
Por fim, tratando-se este exercício baseado em estudos de médio e longo prazo, as consequências das alterações climáticas, nomeadamente as variações por efeito de temperatura, são também um tema relevante a acompanhar, devendo a sua consideração ser ponderada logo que estejam disponíveis estudos que possibilitem a simulação de cenários com a incorporação desta variável.



6

ANEXOS

REN 



6

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 “black start”	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 2012, 2017 e 2021	6
Figura 2: Produção embebida na área de influência da subestação de Chafariz (ano 2021)	13
Figura 3: Produção embebida na área de influência da subestação de Portimão (ano 2021)	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.

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.

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.

verifica-se a inexecuibilidade de apresentar 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 (“FER”), 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 tensão e de frequência. Atualmente já existe ao longo do ano um número significativo de horas em que Portugal apresenta um “mix” de geração com elevadas percentagens de geração eólica 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 aumento de integração de FER, nomeadamente aquele que se encontra cenarizado neste RMSA-E de 2022, o crescimento da geração distribuída, o aumento dos fluxos nas interligações e a diminuição da inércia do sistema, entre outros aspetos, têm contribuído 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”.

Neste momento, 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 a gás da Tapada do Outeiro venha a ser futuramente descomissionada, nomeadamente após a data em que termina o seu Contrato de Aquisição de Energia (CAE) – 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.

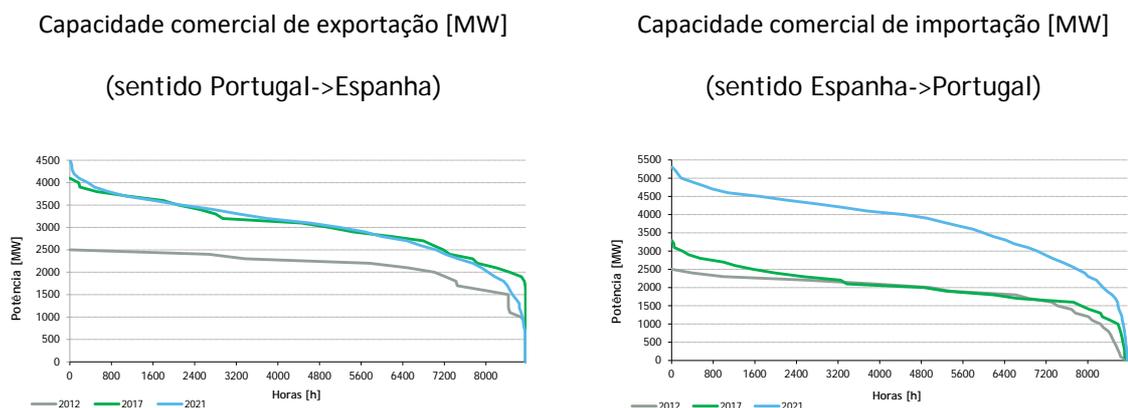
4.1 Evolução da capacidade de interligação nos últimos anos

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: défice de geração para abastecimento do consumo interno de cada sistema e indisponibilidades prolongadas de elementos de rede relevantes para a capacidade de interligação.

a *Red Eléctrica de España*, 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 2012, 2017 E 2021



No curto prazo, a conclusão dos reforços de rede previstos na rede portuguesa assim como os que se encontram previstos na rede espanhola, bem como a possibilidade de redespacho de geração em Espanha para mitigar a restrição de desvio angular⁶, sem prejuízo da ocorrência de muitas horas do ano com valores acima de 3 000 MW, permitirão alcançar valores sustentados de capacidade de interligação com mínimos estimados de 2 700 MW em ambos os sentidos.

No horizonte de 2024, a concretização da nova interligação prevista 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, obviando à necessidade do mecanismo referido no parágrafo anterior. Para além de contribuir para o incremento significativo da capacidade de

⁶ Esta possibilidade assenta em acordo estabelecido entre a REN e a *Red Eléctrica de España*, com a concordância da ERSE.

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), e na quarta lista (publicada em março de 2020, através do Regulamento Delegado (UE) 2020/389 da Comissão, de 31 de outubro de 2019). Mais recentemente, o projeto foi candidatado à quinta lista de PIC, tendo recebido novamente o estatuto de PCI (lista publicada em abril de 2022, através do Regulamento Delegado (EU) 2022/564).

4.2 Perspetivas de evolução da capacidade de interligação a médio e longo prazo

A REN e a *Red Eléctrica de España* 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 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 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]
2023	2 700	2 700 ⁽²⁾
2025	3 200 ⁽³⁾	3 600 ⁽³⁾
2027 - 2030	3 500	4 200 ⁽⁴⁾
2035	3 500	4 200
2040	4 000 ⁽⁵⁾	4 700 ⁽⁵⁾

Notas:

- (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) Tendo em consideração o acordo estabelecido entre a REN e a *Red Eléctrica de España*, validado pela ERSE, que teve início na primeira metade de 2021.
- (3) Após o estabelecimento da nova linha de interligação Ponte de Lima (PT) – Fontefría (ES).
- (4) Com as previsões de evolução do parque electroprodutor até 2030 apresentadas neste RMSA-E 2022 nos cenários Conservador e Ambição, estima-se para esse horizonte um valor de *interconnection ratio* da ordem dos 12%.
- (5) Correspondem a valores identificados como *Target Capacities* para a fronteira PT-ES nos estudos do TYNDP2018 (*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 35,5 GW tanto no cenário Conservador como no cenário Ambição, estima-se para esse horizonte que o indicador ‘interconnection ratio’⁷ apresente um valor da ordem dos 12%. 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 diária 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

⁷ Considerando uma capacidade de interligação no sentido de importação de 4 200 MW.

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.

corretivas, que, embora induzindo sobrecustos 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 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 2022 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 para 2030 nos cenários Conservador e Ambição deste RMSA-E 2022 nesta componente. 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 dos cenários Conservador e Ambição do presente RMSA-E 2022 e metas PNEC 2030 (tendo como pressuposto a distribuição geográfica de novos centros electroprodutores assumida no referido PDIRT 2022 2031).

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

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.

consideração nas datas objetivo de finalização dos projetos da RNT¹¹ para ligação de novos centros electroprodutores.

No que diz respeito à 'Procura', 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, 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. A concretização destes projetos, ou mesmo de uma parte deles, trará consigo um impacto que se antevê apreciável ao nível da procura de eletricidade, de uma forma geograficamente concentrada do ponto de vista da 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 2022, tendo resultado valores de procura associadas à mobilidade elétrica inferiores, mas ponta de consumo em linha com aquelas que foram consideradas 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. As

¹¹ Condicionados à aprovação prévia por parte do Concedente.

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 passado, registe-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 mais de 20% do tempo. A título de exemplo, ilustra-se nas Figura 2 e Figura 3 a produção embebida ocorrida em 2021 nas subestações de Chafariz (essencialmente com produção eólica e hídrica) e Portimão (essencialmente com produção eólica).

FIGURA 2: PRODUÇÃO EMBEBIDA NA ÁREA DE INFLUÊNCIA DA SUBESTAÇÃO DE CHAFARIZ (ANO 2021)

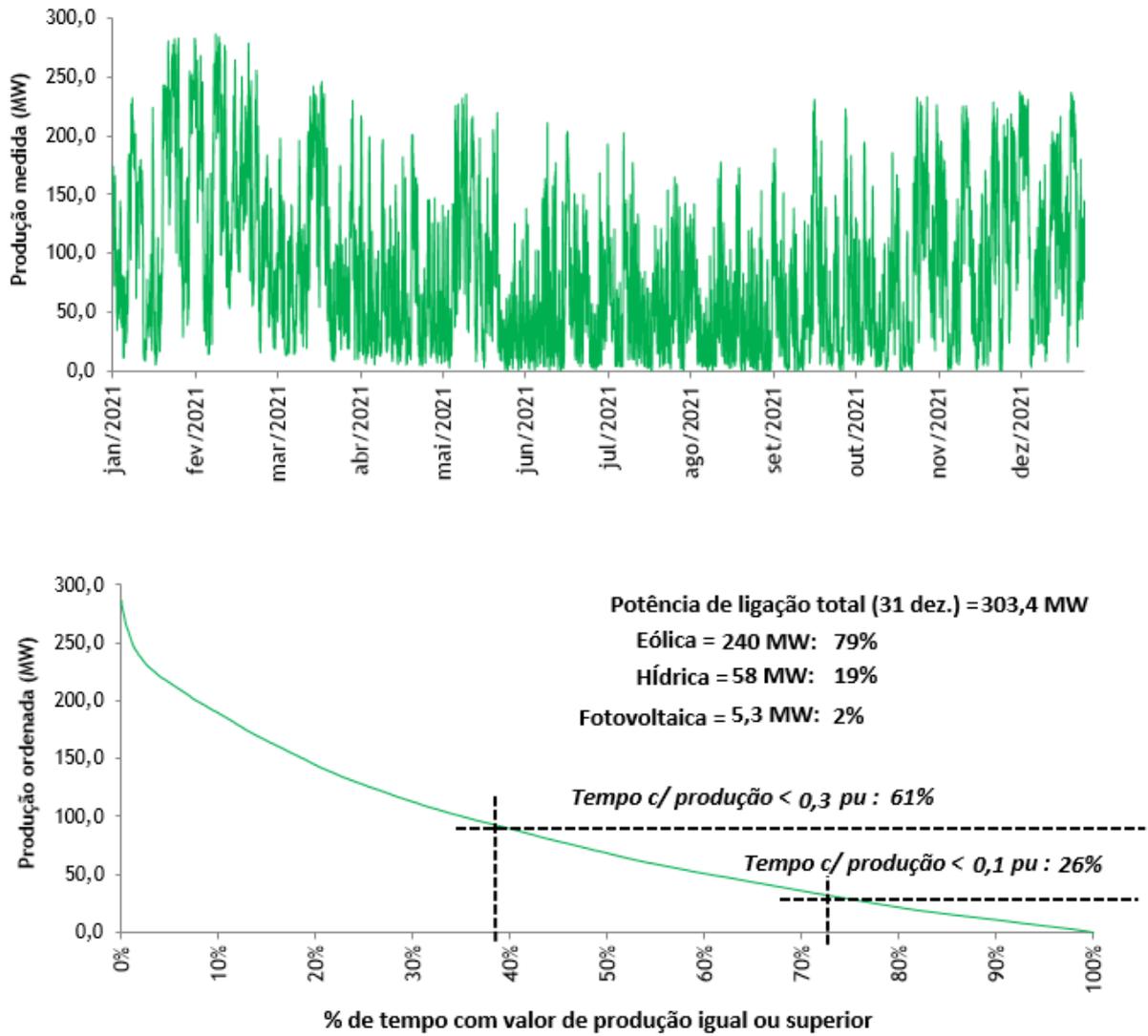
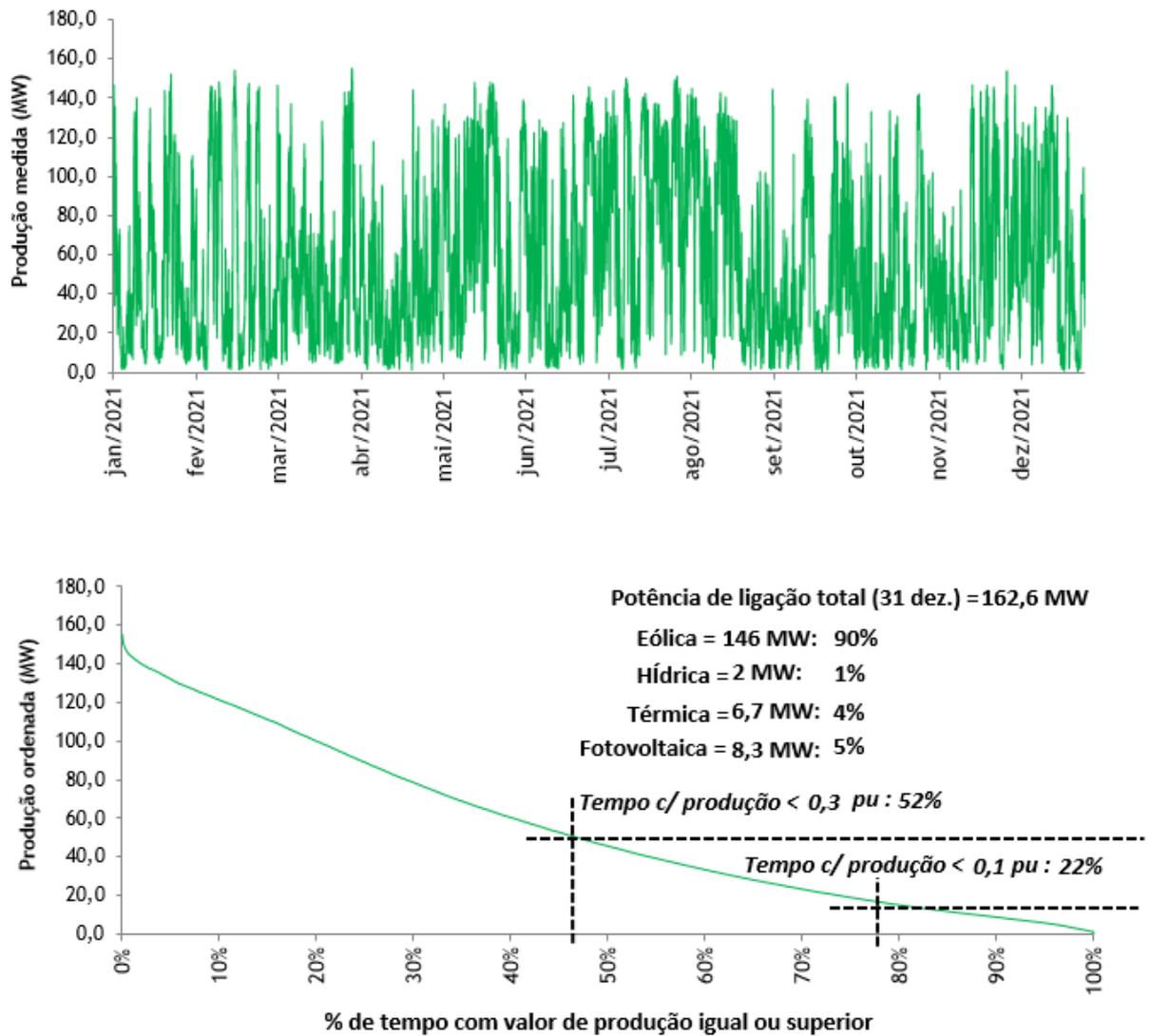


FIGURA 3: PRODUÇÃO EMBEBIDA NA ÁREA DE INFLUÊNCIA DA SUBESTAÇÃO DE PORTIMÃO (ANO 2021)



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 destacar 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.

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

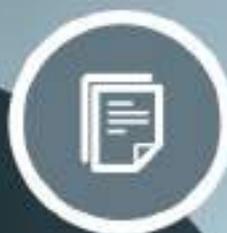
Deste RMSA, destacam-se duas sensibilidades à Procura em alternativa ao ‘cenário Central’ plasmado nas trajetórias de estudo principais. Em relação ao ‘cenário Conservador’ é considerado o ‘cenário Inferior’ e em relação ao ‘cenário Ambição’ é considerado o ‘cenário Superior’. Do ponto de vista da RNT, o impacto das análises de sensibilidade à Procura 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 que impactos diferenciais daí decorrentes sobre o desenvolvimento previsto da RNT, a acontecer, não sejam significativos¹².

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, designadamente associados a instalações de *data-center* ou a

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.

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.



6

ANEXOS

REN 



6

ANEXOS

ANEXO 5

PRINCIPAIS RESULTADOS
(em formato apresentação sintética)

REN 

RMSA Elétrico 2022 (RMSA-E 2022)

Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento
do SEN 2023-2040

Resultados

06

2022

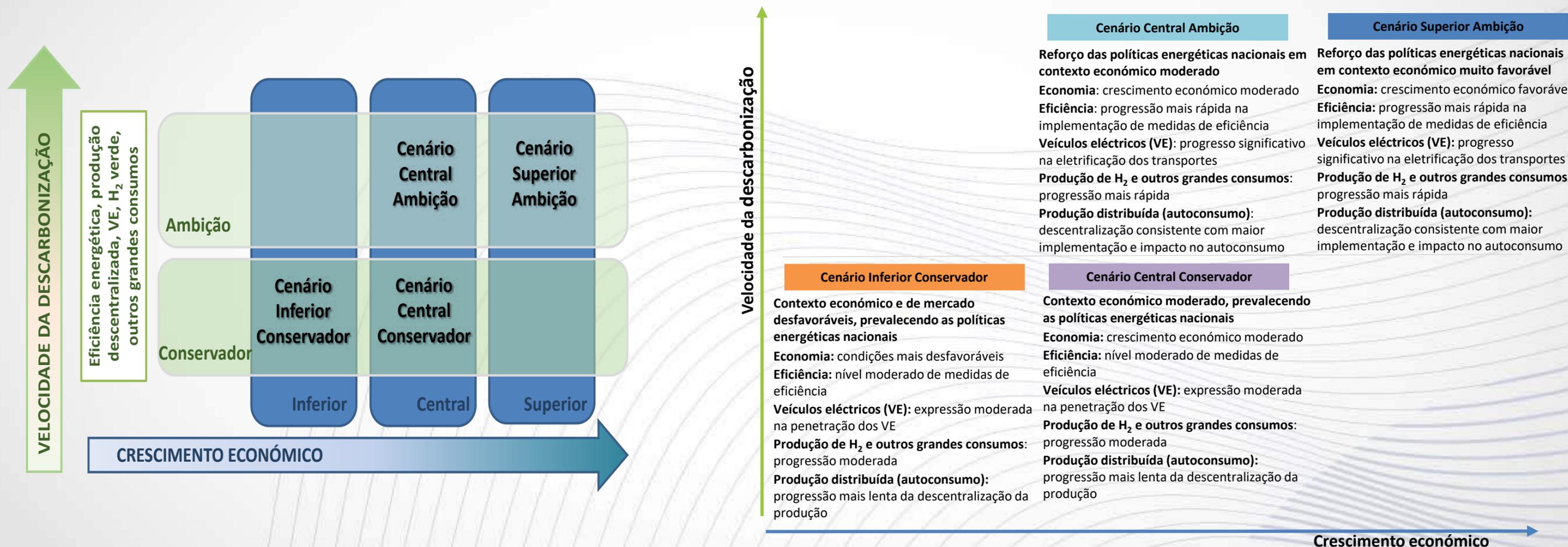
Índice

1. Cenários da Procura
2. Cenários da Oferta
3. Taxas de ISP e CO₂
4. RNT – Interligações
5. Trajetórias em Análise
6. Segurança de Abastecimento
7. Ambiente
8. Competitividade
9. Considerações finais

1

Procura (1/11)

Previsão da Procura: Cenarização e vetores de mudança

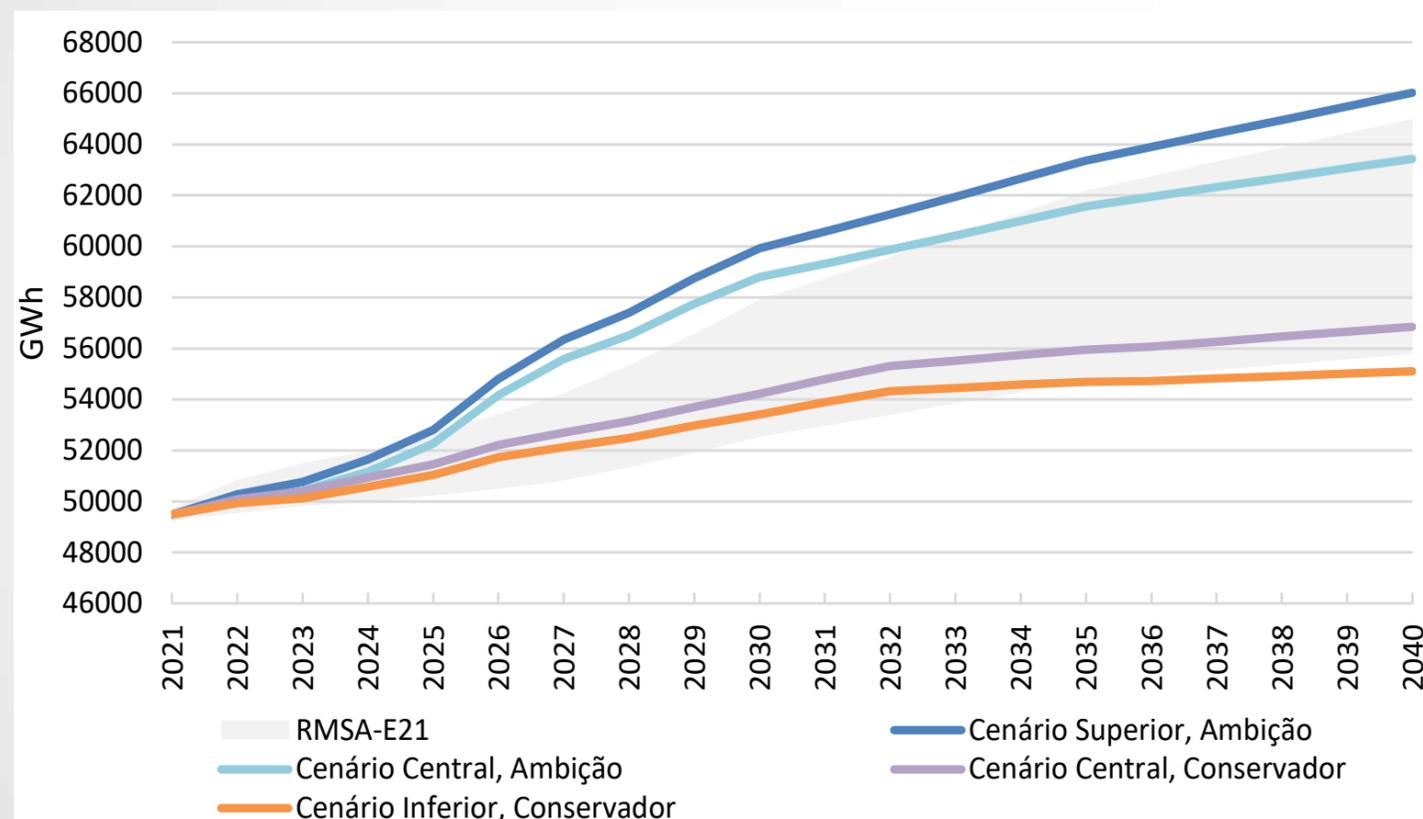


- ✓ Num trabalho de cenarização dos consumos de eletricidade a incerteza está sempre presente, pelo que a construção de possíveis cenários **suficientemente contrastantes** permite enquadrar os diferentes desafios a enfrentar
- ✓ São desenvolvidos quatro cenários localizados em diferentes quadrantes envolvidos por dois eixos: “Crescimento Económico” e “Velocidade da Descarbonização”
- ✓ Pela primeira vez considera-se o impacte no consumo de eletricidade de projetos previstos em *datacenters*

1

Procura (2/11)

Evolução prevista do consumo referido à produção líquida (*)



Evolução bastante distinta entre o RMSA-E22 e o RMSA-E21 nos cenários Ambição a partir de 2024

Consumo referido à produção líquida (*) = Consumo final (**) – Autoconsumo + Perdas das redes de transporte e distribuição

(*) Utiliza-se o termo “referido à produção líquida” para definir a eletricidade entregue nas redes procedente da produção em regime ordinário (PRO), em regime especial (PRE) e do saldo das trocas internacionais

(**) Consumo final corresponde ao somatório do consumo de energia elétrica por sector de atividade no Continente (exclui bombagem hidroelétrica)

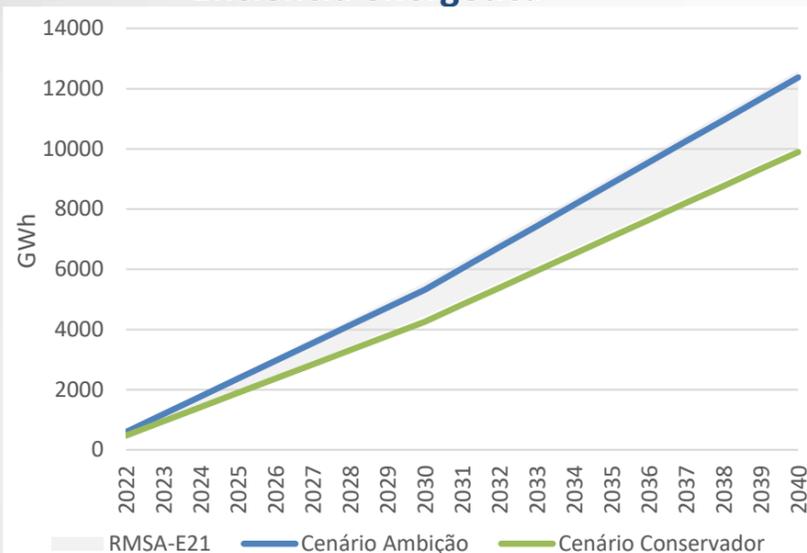
- ✓ Comparativamente, os valores de consumo de eletricidade agora apresentados são de uma forma geral **superiores aos do ano anterior até 2030** (entre +0,4% e +4,4% consoante os cenários), principalmente nos cenários Ambição. A partir desse ano, grosso modo, a situação inverte-se nos cenários Conservador e Ambição e a dinâmica de crescimento dos consumos de eletricidade não é tão acentuada.
- ✓ No horizonte do estudo, **as previsões para o cenário Inferior Conservador estão abaixo da envolvente** dos cenários do RMSA-E21 com uma variação de -1,2%, enquanto o **cenário Superior Ambição está acima da envolvente** com uma variação de +1,6%. Esta situação fica a dever-se, essencialmente, à evolução mais relevante do consumo dos eletrolisadores e ao consumo dos *data centers* considerado no atual exercício de previsão, apesar da evolução bastante intensa do autoconsumo, vertente com impacto no sentido da redução do consumo referido à produção líquida.

1

Procura (3/11)

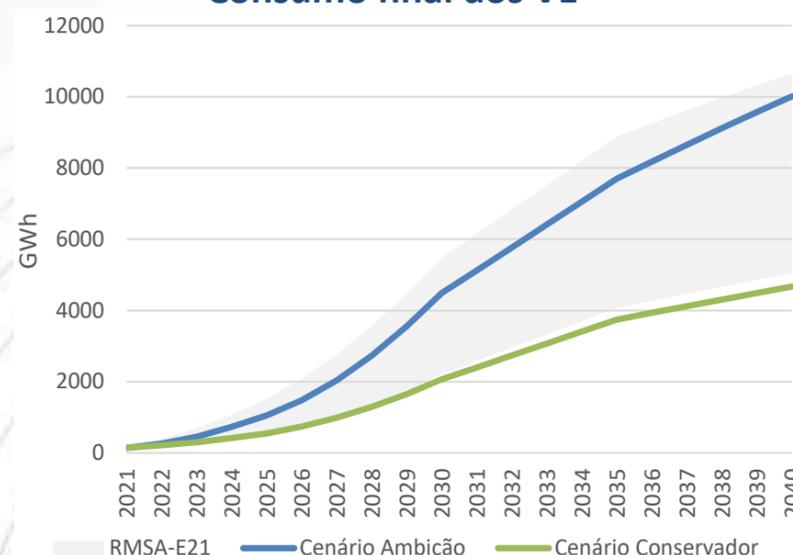
Comparação com RMSA-E 2021

Eficiência energética



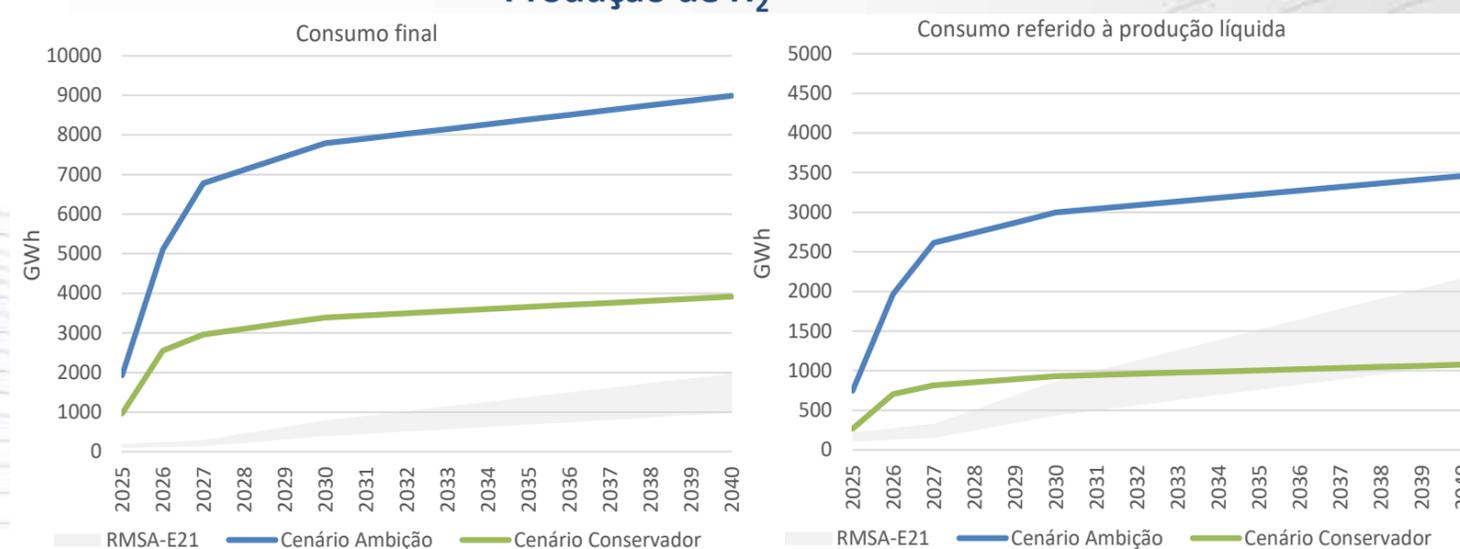
- ✓ Mantiveram-se os dois cenários de evolução das poupanças de eletricidade decorrentes da implementação de novas medidas de eficiência energética

Consumo final dos VE



- ✓ Em relação aos cenários do ano passado, o cenário Ambição é inferior em cerca de 18% em 2030 e 6% em 2040, enquanto que o cenário Conservador é inferior em 7% em 2030 e em 2040.
- ✓ Este ajustamento em baixa do consumo previsto dos veículos elétricos deve-se à vertente dos PHEV cuja penetração foi revista em baixa.

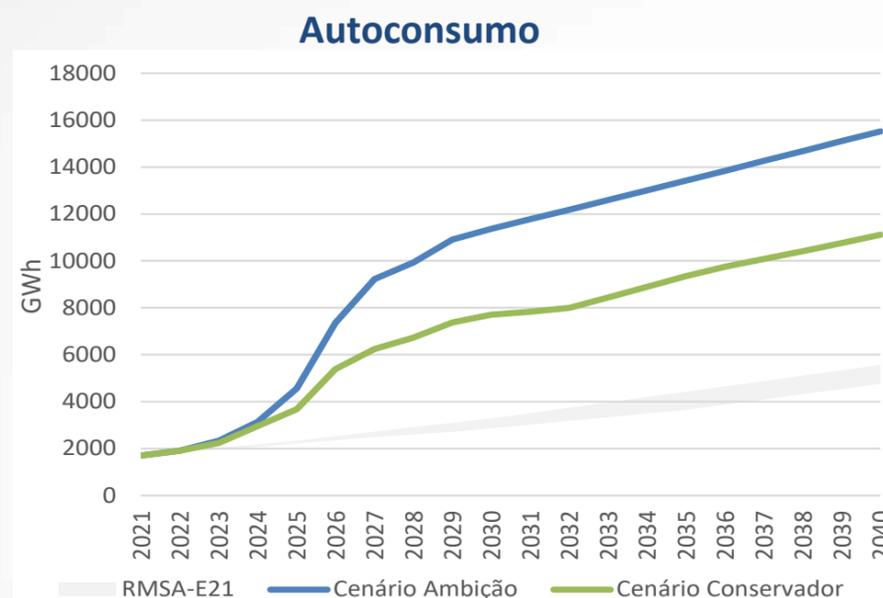
Produção de H₂



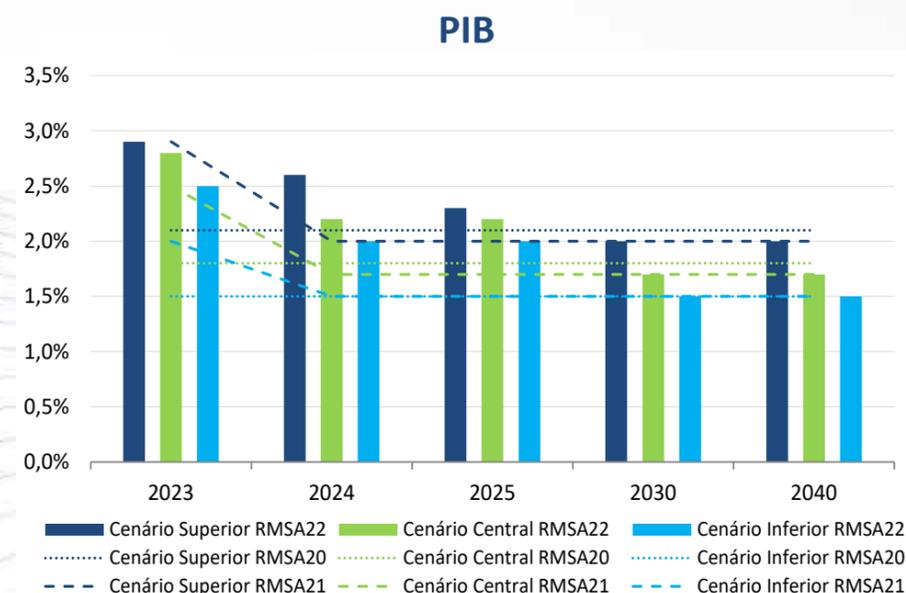
- ✓ No RMSA-E21 a capacidade instalada prevista que consta dos pressupostos seria abastecida totalmente através da RESP. Este ano a abordagem foi alterada e assenta no abastecimento do consumo total das unidades de produção de H₂, repartido entre RESP e produção própria.
- ✓ Relativamente aos cenários do ano passado, o consumo de eletricidade previsto destas unidades tem um andamento distinto:
 - No cenário Conservador o consumo referido à produção líquida é superior em todos os anos, exceto em 2040, cujo valor é ligeiramente inferior.
 - No cenário Ambição as previsões atuais são significativamente superiores em linha com a maior capacidade instalada prevista para este cenário.

Procura (4/11)

Comparação com RMSA-E 2021



- ✓ No ano passado apenas se considerou a potência instalada de eletrolisadores totalmente abastecidos através da RESP, ou seja, não foram assumidas suposições sobre a componente que seria abastecida através de produção própria ou autoconsumo.
- ✓ No atual exercício de previsão, a capacidade instalada prevista relativa a esta vertente está numa ótica global, ou seja, considera-se que parte é abastecida através da RESP e parte através de produção própria. Por outro lado, este ano considera-se o impacto no consumo de eletricidade de projetos de *data centers* e outros grandes projetos, também na mesma ótica.



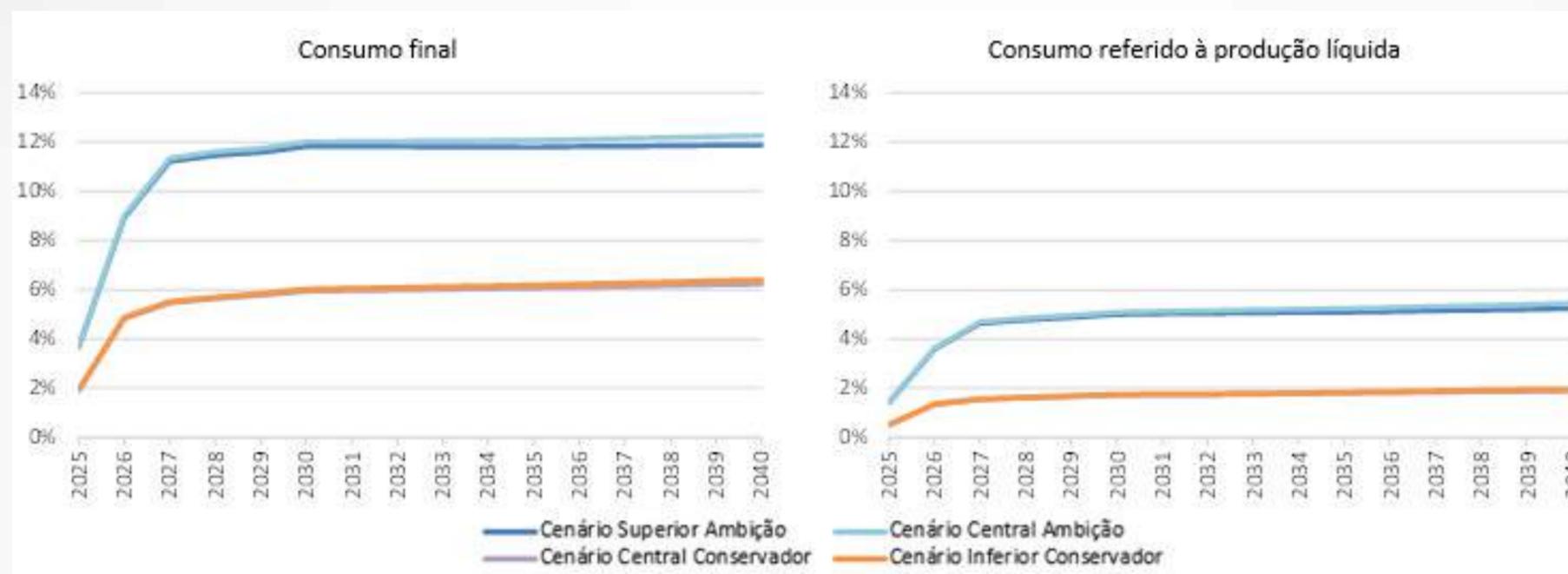
- ✓ As previsões do PIB para os próximos três anos assentam em níveis com uma ordem de grandeza diferente dos cenários anteriores.
- ✓ Após 2025 há uma convergência para valores muito próximos.

1

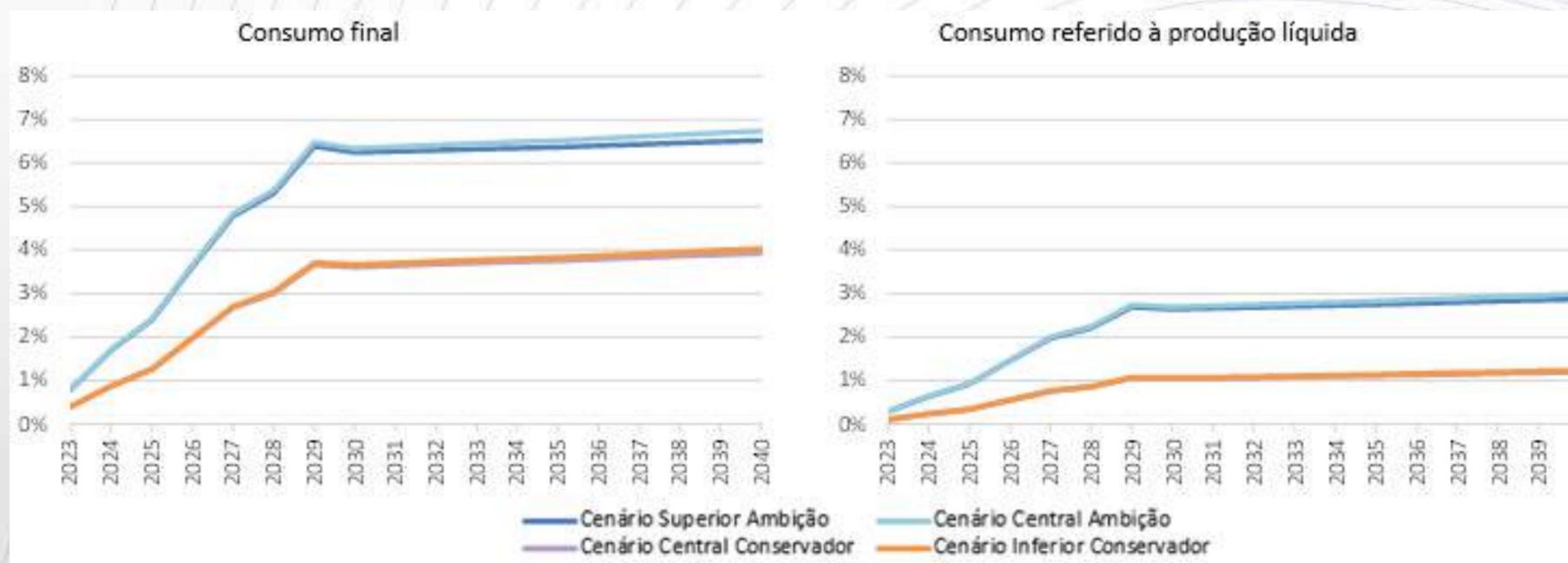
Procura (5/11)

Impacte da produção de H2 e dos data centers no consumo

Impacte da produção de H2 verde no consumo de eletricidade



Impacto dos data centers e outros grandes projetos



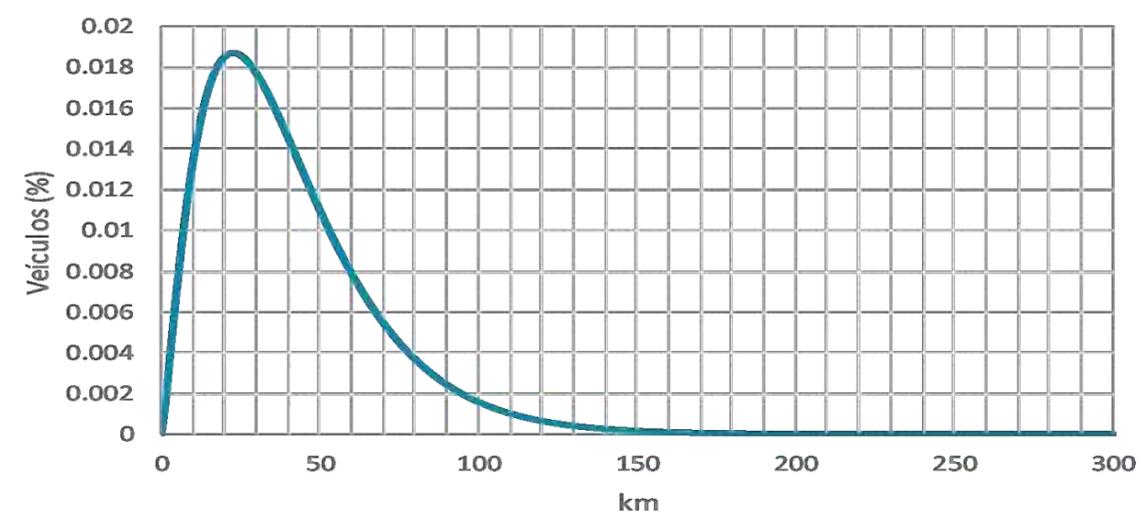
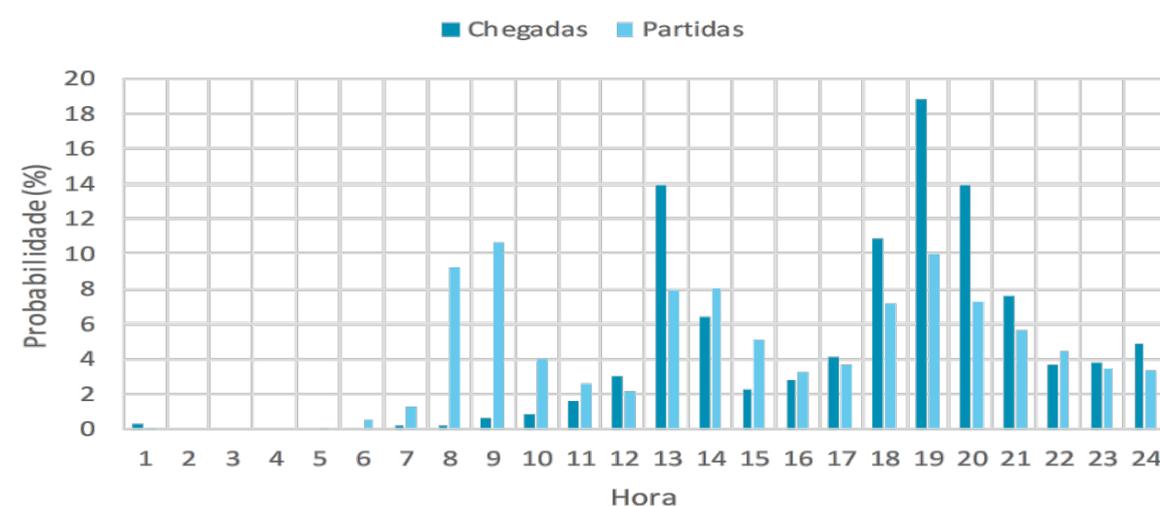
- ✓ A diferença na ordem de grandeza dos impactes sobre o consumo final e sobre o consumo referido à produção líquida prende-se com a inclusão do consumo abastecido por produção própria na aferição do consumo final.
- ✓ Consoante os cenários, o impacte da produção de H₂ no horizonte do estudo varia entre 6,2% e 12,3% no consumo final e entre 2,0% e 5,4% no consumo referido à produção líquida.
- ✓ No horizonte do estudo o impacte dos *data centers* e outros grandes projetos varia entre 4,0% e 6,7% no consumo final e entre 1,2% e 3,0% no consumo referido à produção líquida.
- ✓ Assumindo 75% de abastecimento a partir da RESP (análise de sensibilidade no cenário Superior Ambição), no ano de 2040 o impacto no consumo referido à produção líquida seria de 10,3% e 5,6% induzido pelos consumos dos eletrolisadores e *data centers* e outros, respetivamente. No total seriam +6,1 TWh (+5,2 TWh em 2030).

Procura (6/11)

Perfil de carregamento de veículos elétricos (VE)

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*.

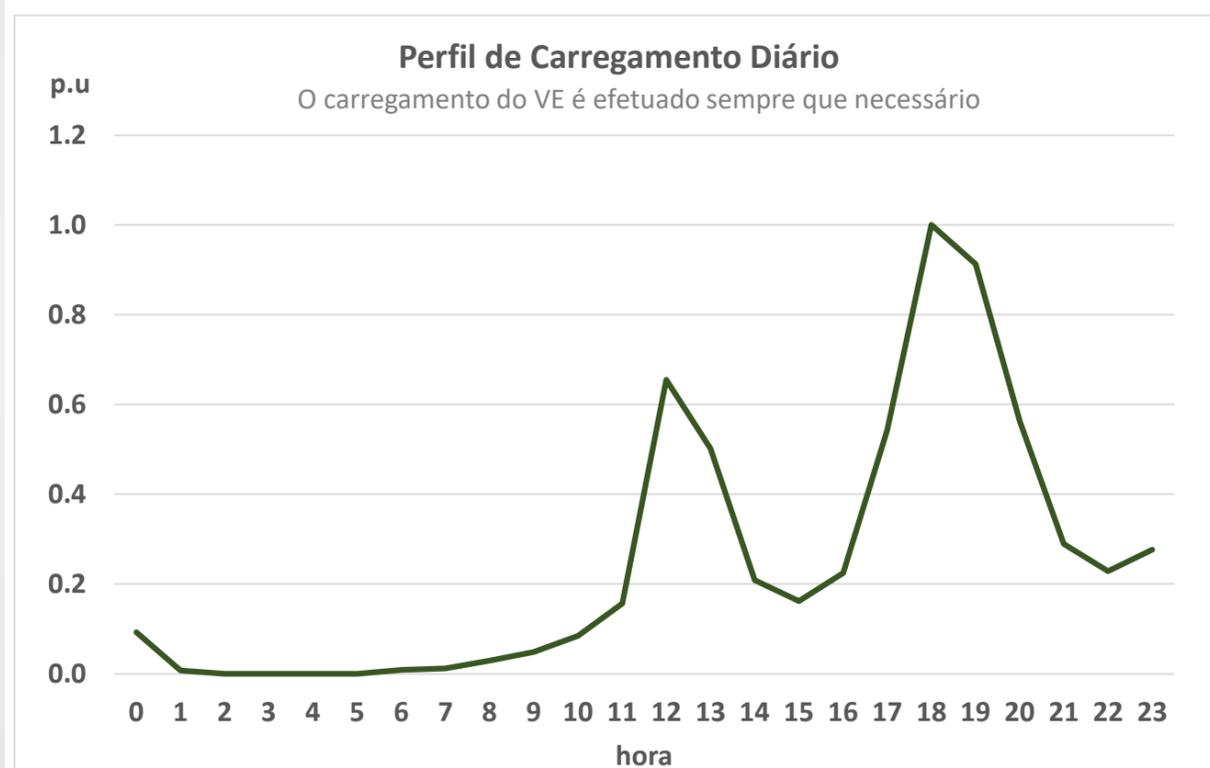
1

Procura (7/11)

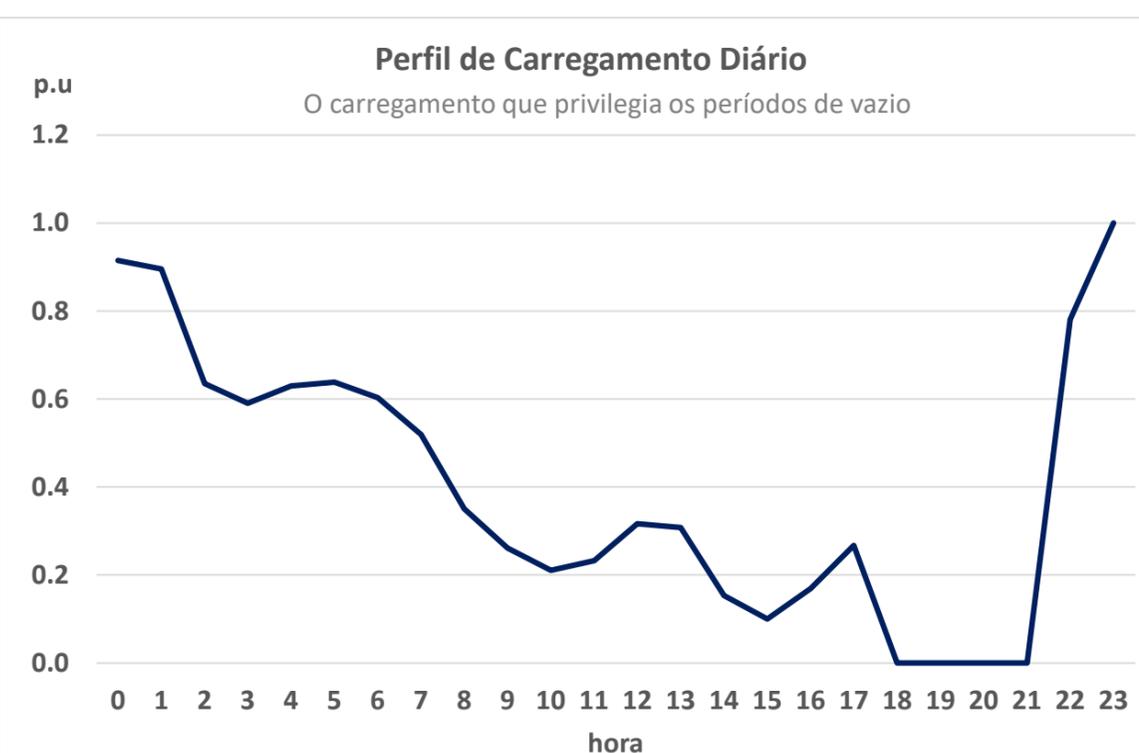
Perfil de carregamento de veículos elétricos (VE)

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*



Principais alterações face ao RMSA-E 2021

1. Aumento da capacidade de armazenamento das baterias dos VE, em função da oferta disponível no mercado;
2. Alargamento das potências de carregamento disponível, acomodando carregamento lento (3,6 kW, 7,2kW e 22kW), carregamento rápido (50kW) e ultra-rápido (150kW e 350 kW).

O perfil de carregamento dos VE combina as duas estratégias contrastantes de carregamento, da seguinte forma:

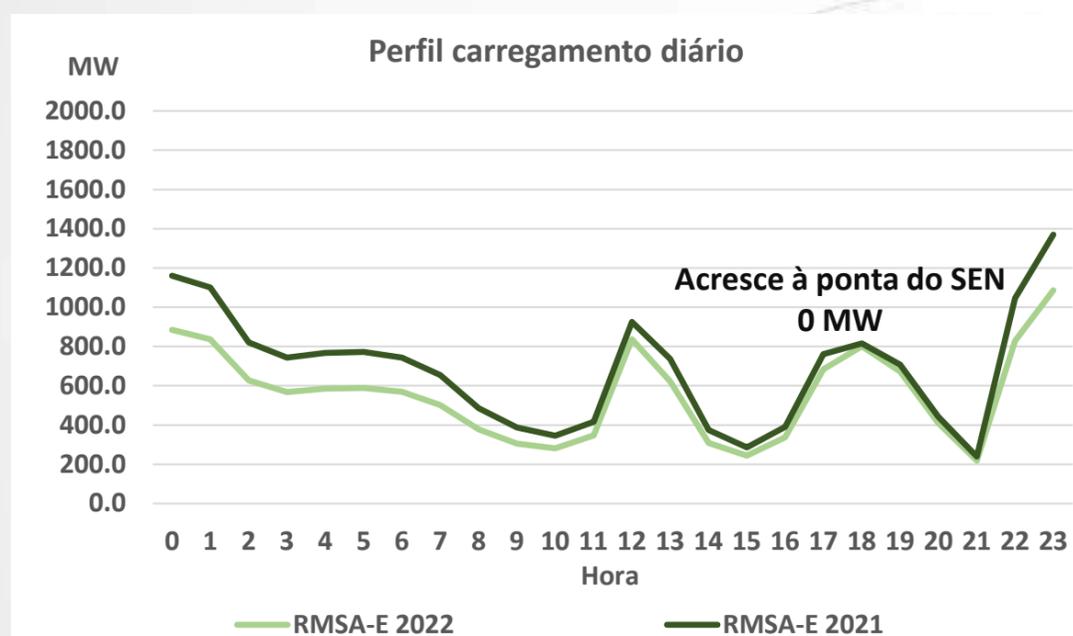
- VE ligeiros:
 - VE 20-80: 20% com estratégia *Direct Recharging* e 80% com *Valley Recharging*;
 - VE 60-40: 60% com estratégia *Direct Recharging* e 40% com *Valley Recharging*;
- VE pesados:
 - Consideram-se em todas as simulações 20% com estratégia *Direct Recharging* e 80% com *Valley Recharging*

Procura (8/11)

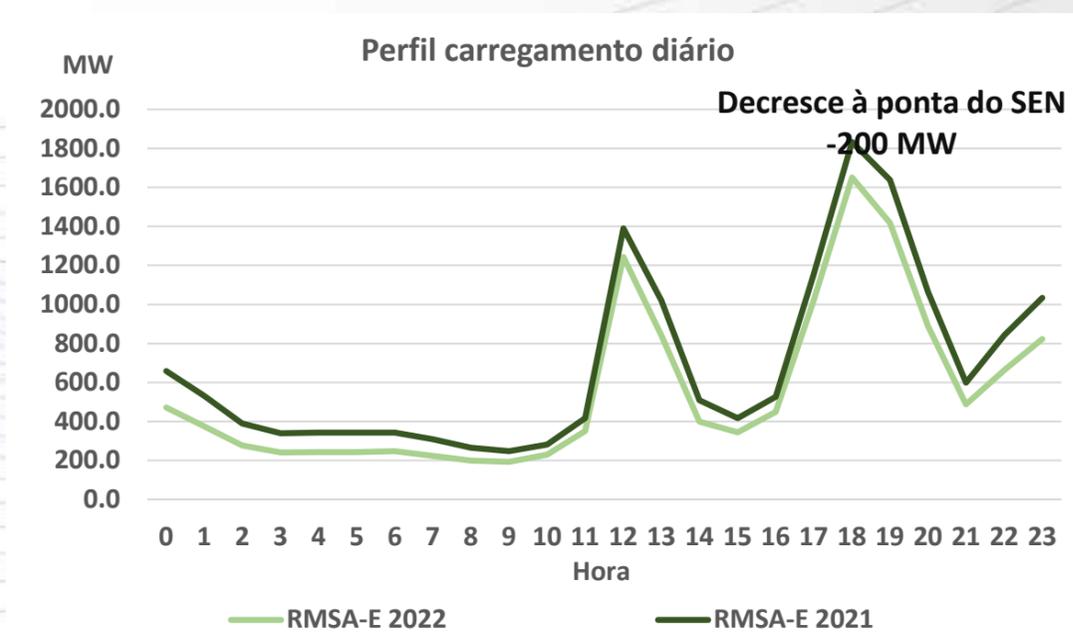
Perfil de carregamento de veículos elétricos (VE)

Principais resultados sobre a perspetiva do impacto da mobilidade elétrica na ponta do SEN Horizonte 2030
(RMSA-E 2022 VS RMSA-E 2021)

VE 20-80 – Cenário Ambição



VE 60-40 – Cenário Ambição



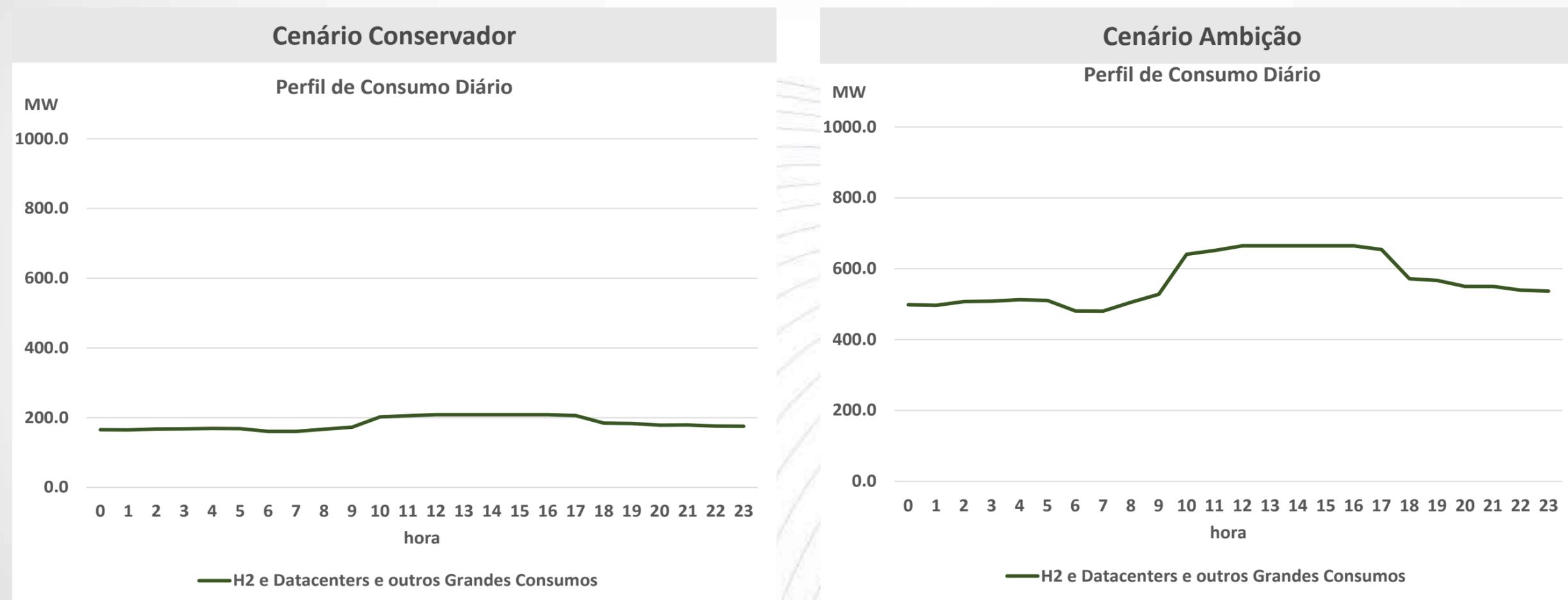
- No Cenário Ambição, aplicando a estratégia de carregamento dos VE assumindo 20% no modo de carregamento *Direct Recharging* e 80% no modo *Valley Recharging*, o acréscimo da ponta devido aos VE é cerca de 800 MW (valor semelhante ao do RMSA-E 2021) → Apesar da redução do consumo de eletricidade dos VE no RMSA-E 2022 (decorrente da sua menor penetração), a introdução do alargamento das potências de carregamento disponíveis até 350 kW conduziu a um valor muito semelhante do consumo dos VE na hora de ponta.
- Considerando 60% dos VE com estratégia *Direct Recharging* e 40% *Valley Recharging*, perspetiva-se que a ponta de consumo dos VE na mesma hora atinja cerca de 1 600 MW (- 200 MW face ao RMSA-E 2021).
- No Cenário Conservador, no que refere às estratégias de carregamento VE 20-80 e VE 60-40, os valores da ponta decorrentes dos VE são de 380 MW e de 780 MW, respetivamente.

1

Procura (9/11)

Perfil do H2 e Datacenters e outros Grandes Consumos

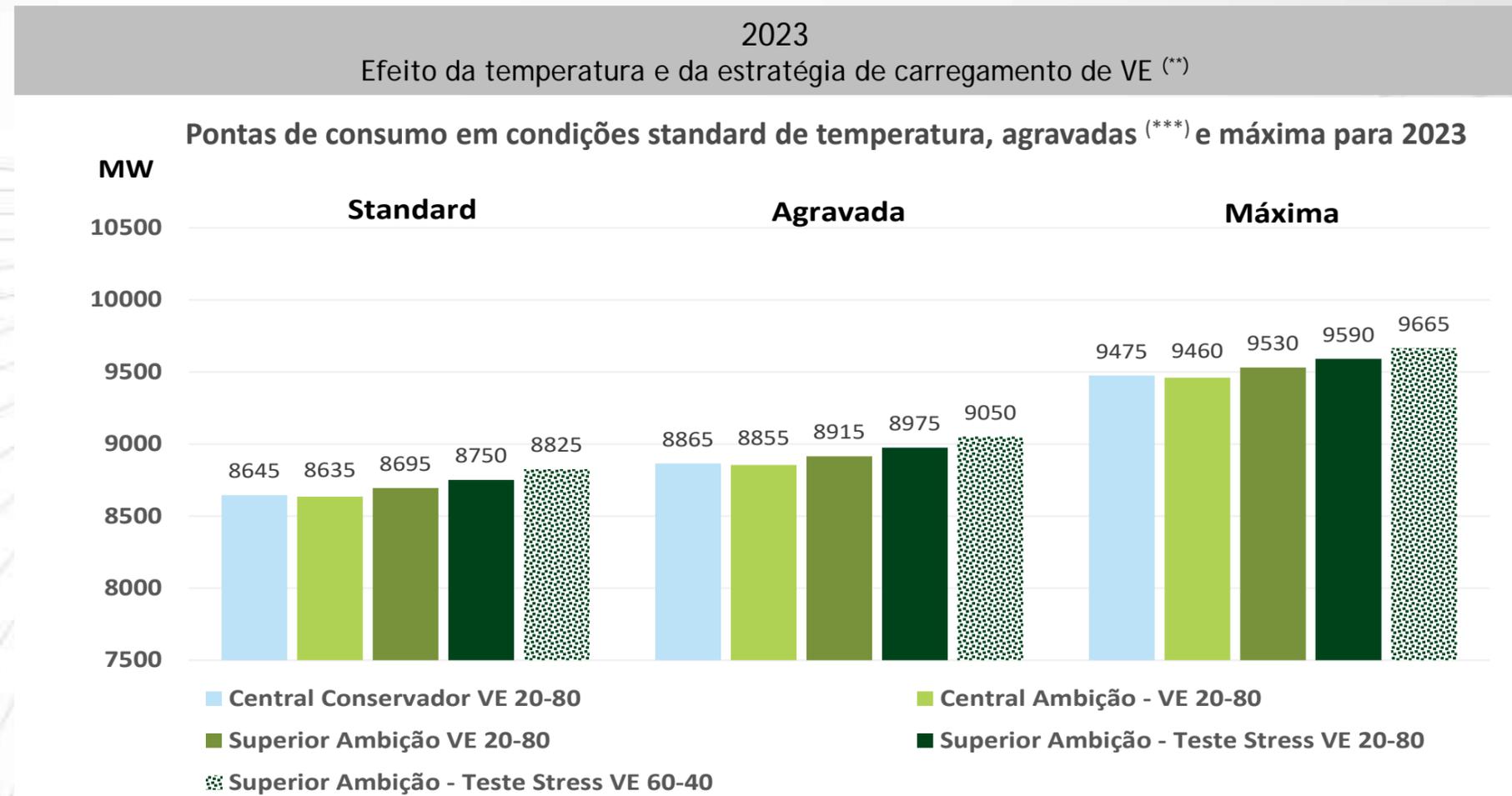
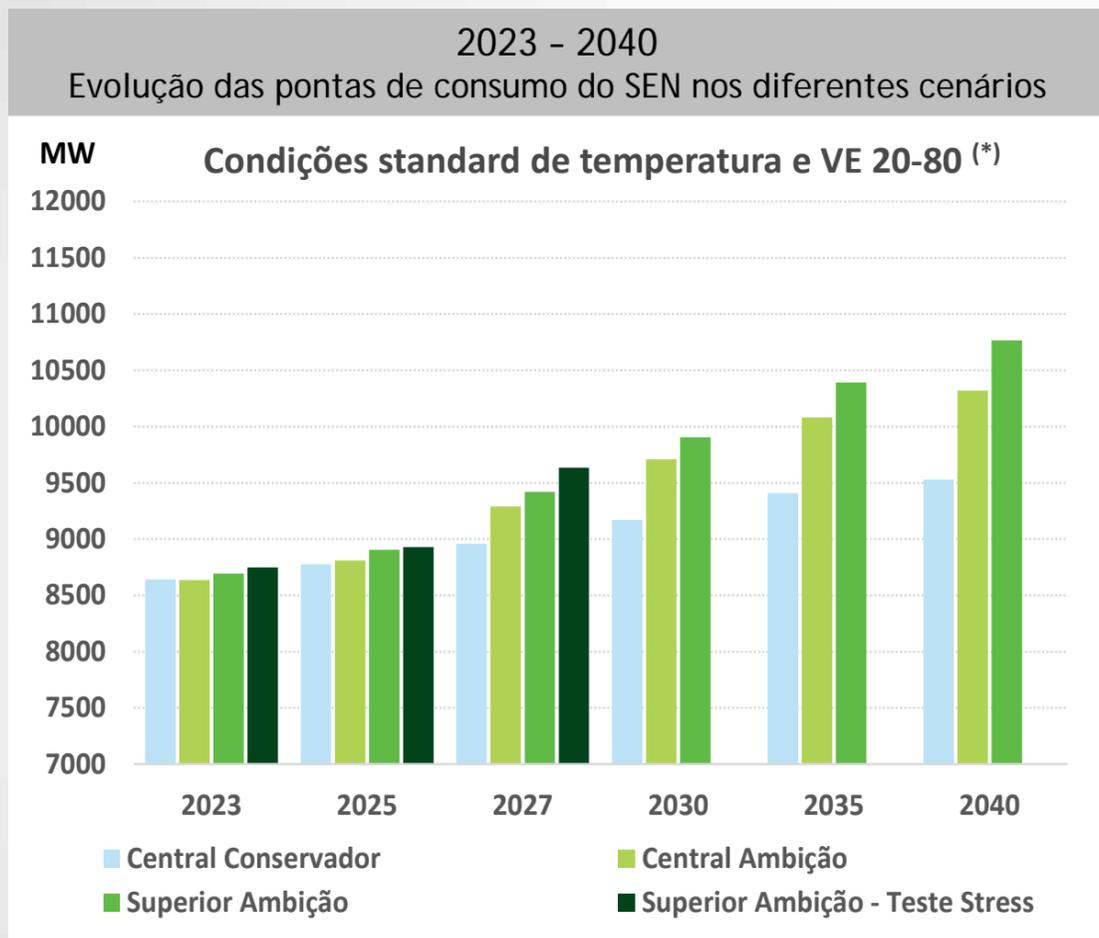
A figura seguinte apresenta o perfil para o dia de ponta dos consumos referentes ao H2, *Datacenters* e outros grandes consumos em 2030:



- Para efeitos da simulação foram considerados os perfis de utilização previstos pelos maiores projetos de eletrolisadores e *Datacenters* (disponibilizados pelos promotores)
- No cenário Conservador assumiu-se o abastecimento dos novos grandes consumos em 25% diretamente pela RESP (aumento de consumo) e os restantes 75% através de produção própria. No cenário Ambição considerou-se que os mesmos seriam abastecidos 35% diretamente pela RESP e os restantes 65% através de produção própria
- Para o cenário Ambição, considera-se ainda uma análise de sensibilidade (trajetória ambição superior), em termos de segurança de abastecimento, assumindo que o consumo da RESP é de cerca de 75% (25% de produção própria), elevando o consumo na hora de ponta para mais 1225 MW em 2030 (+ cerca de 655 MW quando comparado com a situação de abastecimento pela rede c/ apenas 35%)

Procura (10/11)

Evolução das pontas de consumo em 2023



(*) VE 20-80: Carregamento dos VE ligeiros: 20% Direct Recharging e 80% Valley Recharging

(**) Não foram considerados cenários da evolução da temperatura devido às alterações climáticas, uma vez que não existem dados disponíveis

(***) Agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%

Nota:

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

Pontas de consumo em 2023 – Comparação RMSA-E 2022 vs verificado em 2022

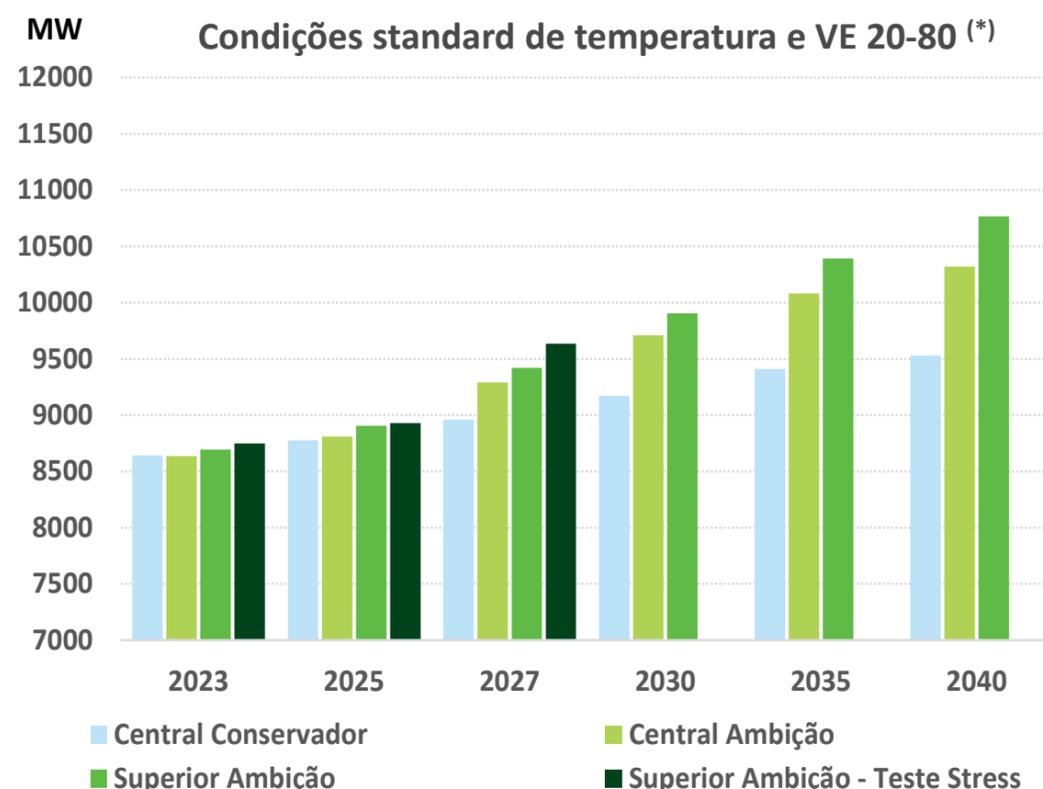
- A Ponta de consumo máxima prevista para 2023 é de **9665 MW**, no cenário Superior Ambição – Teste Stress VE 60-40 (valor da ponta verificado em janeiro de 2022 foi **8595 MW**)

Procura (11/11)

Evolução das pontas de consumo em 2030

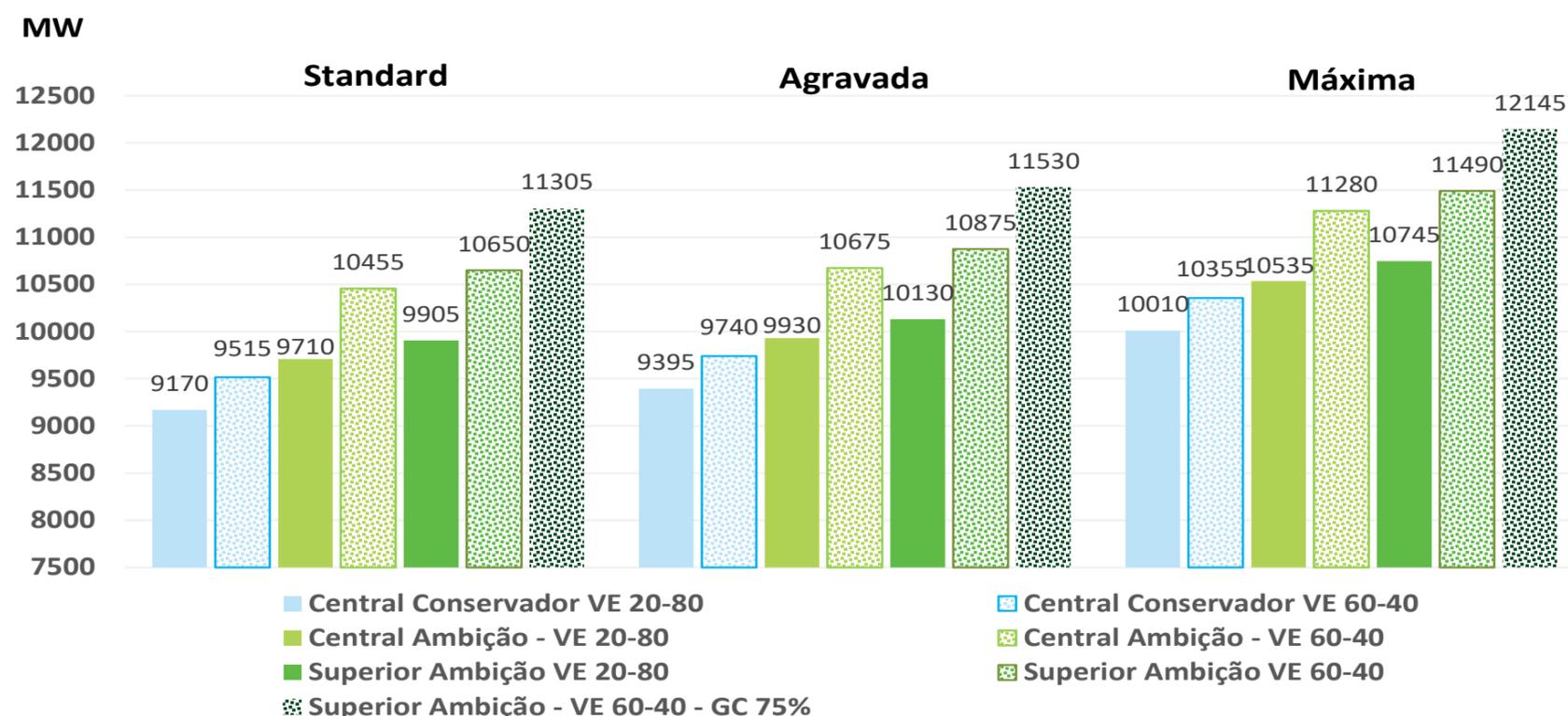
2023 - 2040

Evolução das pontas de consumo do SEN nos diferentes cenários



2030

Efeito da temperatura, estratégia de carregamento de VE (**) e H2, *Datacenters* e outros grandes consumos



(*) VE 20-80: Carregamento dos VE ligeiros: 20% *Direct Recharging* e 80% *Valley Recharging*

(**) Não foram considerados cenários da evolução da temperatura devido às alterações climáticas, uma vez que não existem dados disponíveis

(***) Agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 95%

Nota:

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*

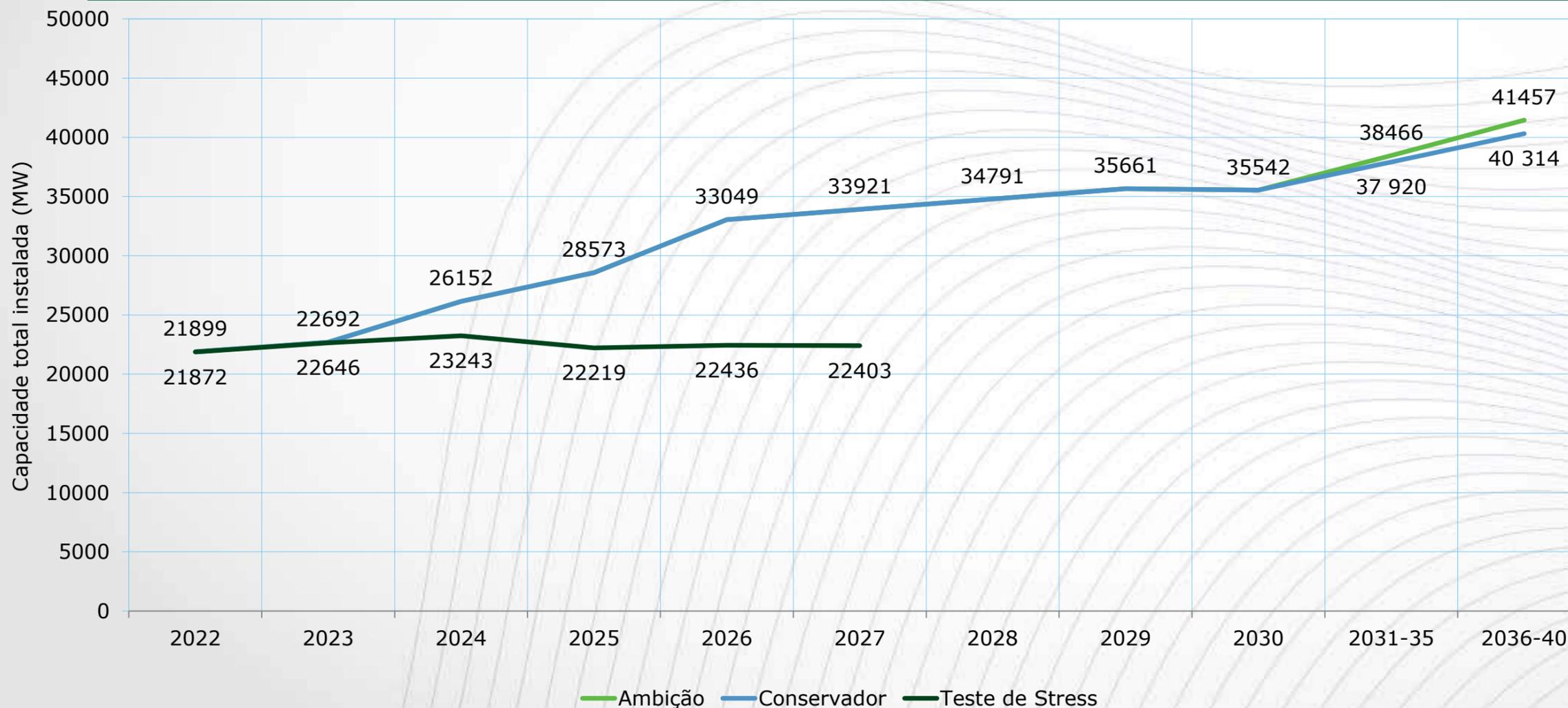
Pontas de consumo em 2030 – Comparação RMSA-E 2022 vs RMSA-E 2021

- Nos cenários central Ambição e Conservador, em condições standard de temperatura e estratégia de carregamento VE 20-80, a **ponta aumenta em cerca de 525 MW e 100 MW**, respetivamente
- No cenário superior Ambição em condições standard de temperatura e estratégia de carregamento VE 20-80, a **ponta aumenta em cerca de 440 MW**
- No cenário superior Ambição, com a estratégia de carregamento VE 60-40 e 75% dos grandes consumos com recursos à RESP a **ponta Máxima atinge os 12 145 MW (+ cerca de 745 MW)**

Oferta (1/4)

Evolução do sistema electroprodutor: Capacidade total instalada

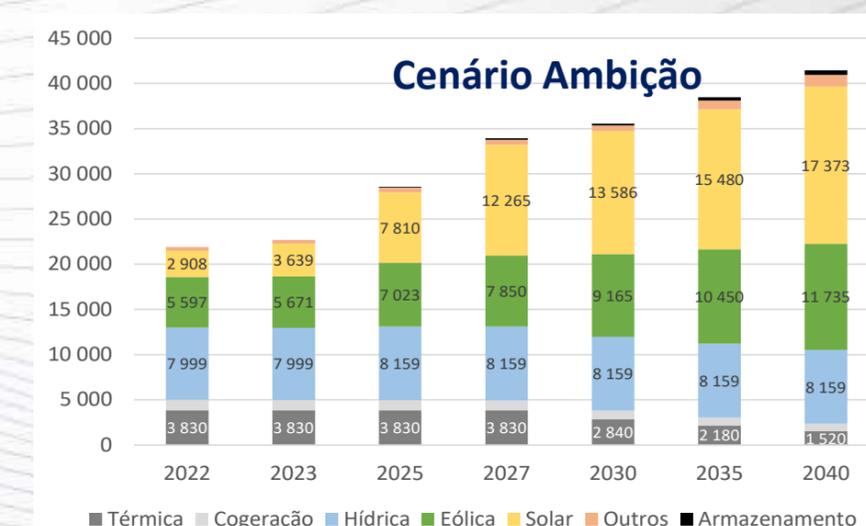
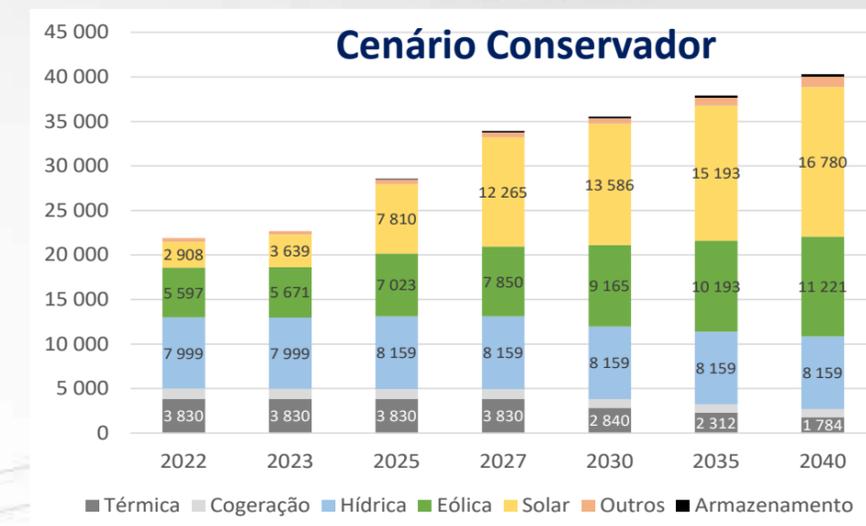
- Até 2030, a evolução da oferta é igual nos cenários Conservador e Ambição (assunção dos pressupostos definidos), verificando-se um forte incremento da capacidade total instalada, conseguida maioritariamente por via da instalação de novas centrais de produção renovável solar e eólica (em linha com o PNEC 2030)
- Em 2027 a capacidade solar instalada já ultrapassa as metas estabelecidas no PNEC para 2030 (o mesmo já ocorrendo em 2026)



Nota:

Os estudos consideram em 2023, a indisponibilidade programada de 1 grupo da Central Térmica de Lares desde o início do ano até 30 de abril (informação da EDP Produção).

PNEC: Plano Nacional de Energia e Clima



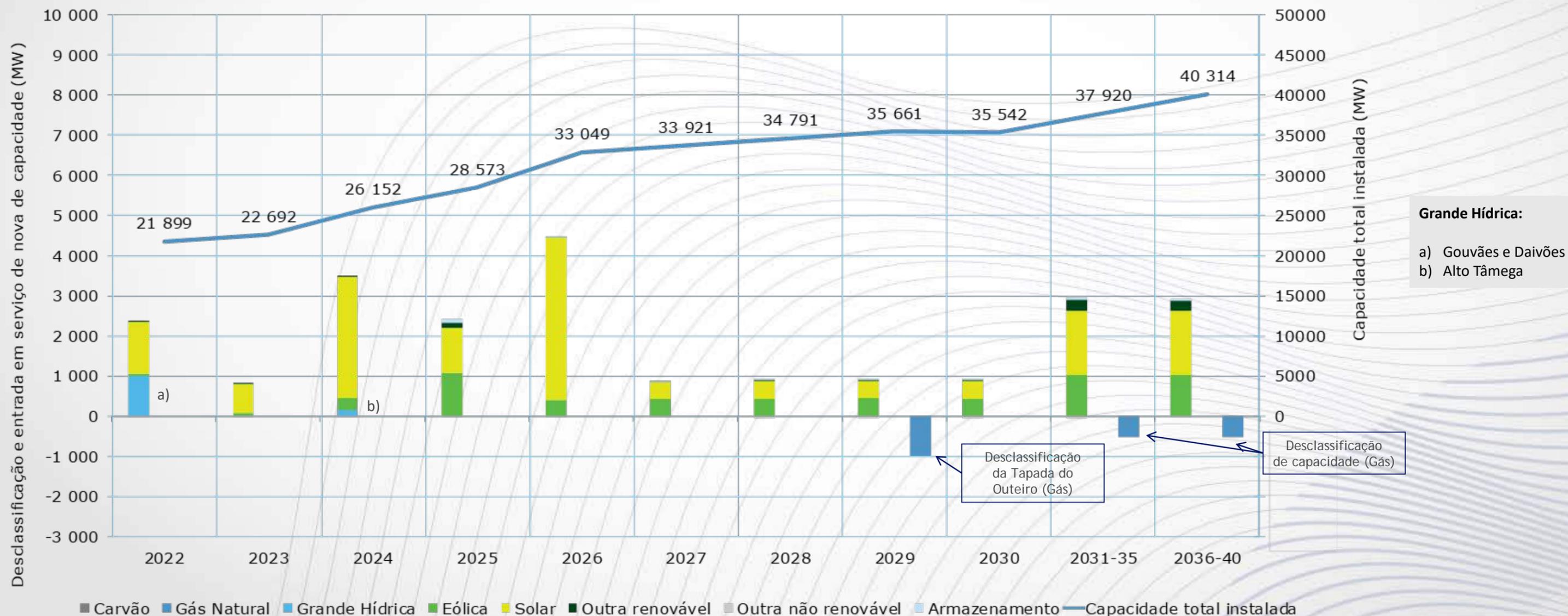
- Evolução da oferta igual nos cenários Conservador e Ambição até 2030
- Redução da potência instalada de cogeração, com maior amplitude no cenário Ambição → 1.68 MW (2022) para 842 MW (2040)
- Potência instalada de produção solar com acréscimos relativamente ao RMSA-E 2021 → cerca de 4910 MW e de 4280 MW nos cenários Conservador e Ambição (no horizonte de 2030), respetivamente. Para o ano 2040, os acréscimos são de 4000 MW e 2210 MW.
- Redução da capacidade de ciclos combinados no horizonte de estudo de cerca de 2310 MW (para 1519 MW, em 2040) no cenário Ambição.
- A potência instalada de armazenamento atinge no cenário Ambição 500 MW em 2040. As diferenças para o RMSA-E 2021 estão apenas no cenário Conservador que apresenta uma evolução mais rápida (maior potência).

Oferta (2/4)

Evolução do sistema electroprodutor

Cenário Conservador

O RMSA-E 2022 considera um cenário de evolução da integração de capacidade renovável com maior amplitude e mais rápido do que o previsto no RMSA-E 2021.

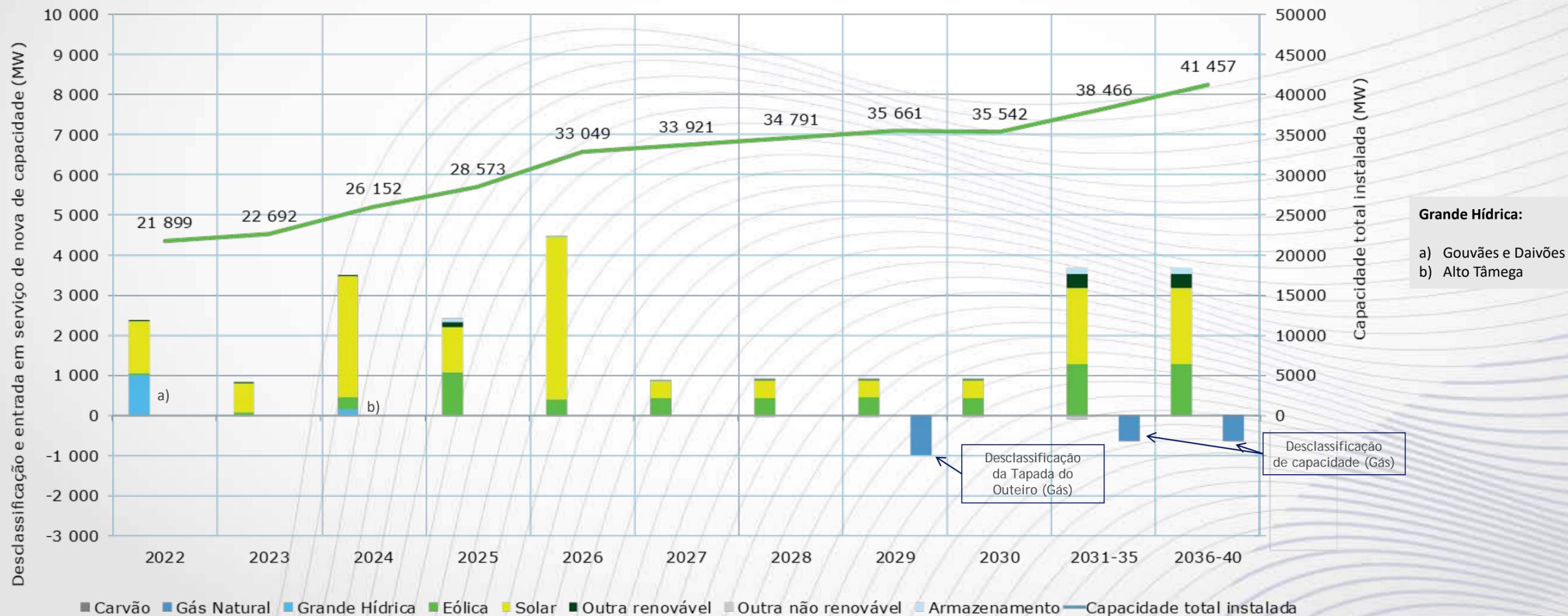


Oferta (3/4)

Evolução do sistema electroprodutor

Cenário Ambição

O RMSA-E 2022 considera um cenário de evolução da integração de capacidade renovável com maior amplitude e mais rápido do que o previsto no RMSA-E 2021.



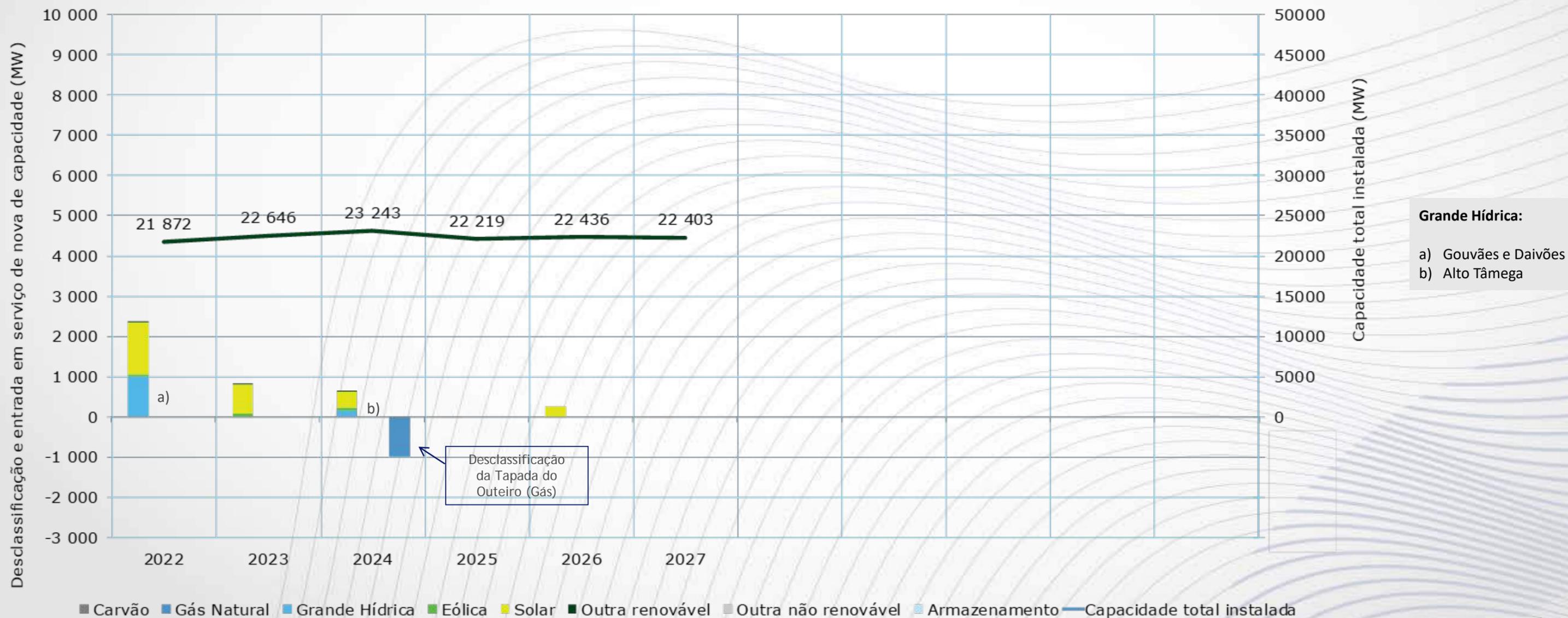
2

Oferta (4/4)

Evolução do sistema electroprodutor

Teste de Stress

RMSA-E 2022 considera em 2024 mais 1000MW de capacidade renovável do que o previsto no RMSA-E 2021.



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 2021 (€/GJ)*	Incidência aplicável ao ISP	Incidência ISP (€/GJ)
2023	0,307	40%	0,12
≥ 2024	0,307	50%	0,15

(*) Na inexistência, à data, de Lei do Orçamento de Estado aprovada para o ano de 2022, são assumidos os valores definidos na Lei do Orçamento de Estado para 2021 (artigo 389.º da Lei n.º 75-B de 2021)

Neste exercício não se considera as taxas de ISP e CO₂ aplicáveis às centrais a carvão, em virtude de a central de Sines e do Pego já terem sido desclassificadas em 2021

RNT – Rede Nacional de Transporte : Interligações

Evolução da capacidade comercial de interligação (NTC) (*)

Previsão dos Valores Mínimos⁽¹⁾ Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação
(Limitações Previsionais só de rede)

	Portugal > Espanha [MW]	Espanha > Portugal [MW]
2023	2 700	2 700 ⁽²⁾
2025	3 200	3 600
2027	3 500	4 200 ⁽³⁾
2030	3 500	4 200
2035	3 500	4 200
2040	4 000 ⁽⁴⁾	4 700 ⁽⁴⁾

(*) NTC : Net Transfer Capacity

- (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) Tendo em consideração o acordo estabelecido entre a REN e a *Red Eléctrica de España*, validado pela ERSE, que teve início na primeira metade de 2021.
- (3) Com as previsões de evolução do parque electroprodutor até 2030 apresentadas neste RMSA-E 2022 nos cenários Conservador e Ambição, estima-se para esse horizonte um valor de *interconnection ratio* da ordem dos 12%.
- (4) Correspondem a valores identificados como *Target Capacities* para a fronteira PT-ES nos estudos do TYNDP2018 (*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.

Trajetoórias em análise

Rela o entre a oferta e a procura nas análises efetuadas

Desenvolvimento dos estudos de simula o do SEN (VALORAGUA, RESERVAS^(*) e PS-MORA) para as seguintes trajetórias

	Cen�rios da Procura				
Cen�rios de Oferta	Inferior Conservador	Central Conservador	Central Ambi�o	Superior Ambi�o	Superior Ambi�o Teste de Stress
Conservador	Sensibilidade	Trajet�ria Conservadora			
Ambi�o			Trajeto�ria Ambi�o	Sensibilidade ^(**)	
Teste de Stress					Teste de Stress ^(***)

Competitividade	Seguran�a de abastecimento Ambiente Competitividade	Seguran�a de abastecimento	Indica�o do est�dio de rutura
-----------------	---	----------------------------	-------------------------------

(*) O cáculo do ICP será realizado para a Trajetória Ambi o (cenário de oferta e procura) e para o Teste de Stress.

(**) Adicionalmente será realizada uma análise de sensibilidade, no estádio de 2025, correspondente   desclassifica o da Central Térmica da Tapada do Outeiro, na data de fim do CAE (março de 2024)

(**) Em 2027 e 2030 será considerada uma análise de sensibilidade adicional   procura com 75% do consumo dos eletrolisadores e *datacenters* e grandes consumos a abastecer pela RESP (25% de produ o própria).

(***) Tendo em conta a atual situa o de baixa hidraulicidade, desenvolve-se uma simula o 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 situa o extrema.

Segurança de Abastecimento (1/12)

Teste de Stress

ICP - Quociente entre a potência total disponível e a ponta de consumo – menor dos valores mensais em cada ano

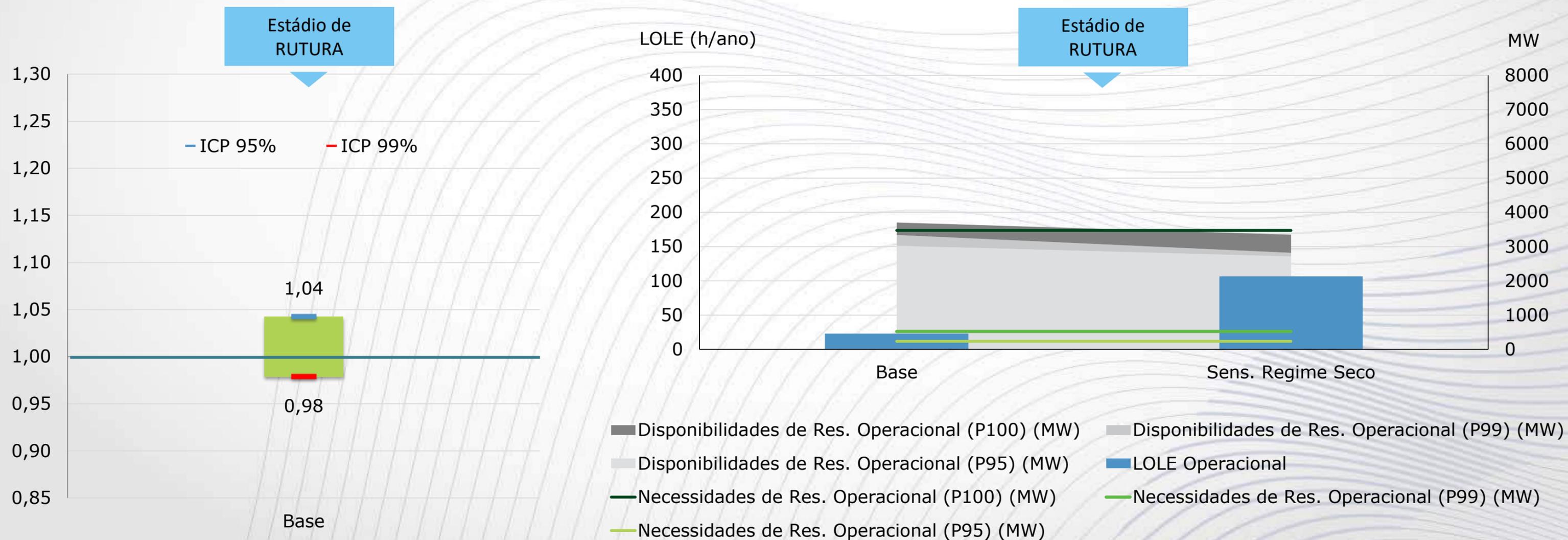
ICP 95% - probabilidade de excedência de 95%

ICP 99% - probabilidade de excedência de 99%

LOLE – *Loss of Load Expectation* (valor esperado)

P xx – probabilidade de não excedência de xx%;

Teste de Stress
2023



Nota: Carregamento dos VE ligeiros: 20% Direct Recharging, 80% Valley Recharging

Segurança de Abastecimento (2/12)

Teste de Stress

- A desclassificação cumulativa das centrais a carvão de Sines e do Pego (já ocorridas), conjugada com a indisponibilidade de um grupo da central de Lares entre 1 de Janeiro e 30 de Abril, determina 2023 como “Estádio de Rutura” - Índice de Cobertura Probabilístico (ICP) para 99 % de probabilidade inferir a 1.0 e LOLE superior a 5 horas/ano. 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 em 2023, os estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional entre 600 MW e 1050 MW, função das condições hidrológicas (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos).
- 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 pós mercado diário, 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 seguintes medidas mitigadoras para garantir a segurança de abastecimento do SEN:

Oferta / Procura	Medidas
(Oferta)	Solicitação da ativação de um programa de apoio ao Operador do Sistema espanhol, conforme expresso no ponto 6 do Procedimento n.º 19 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.
(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)
(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 (3/12)

Índice de Cobertura Probabilístico na Ponta (ICP)

Trajectoria Ambição

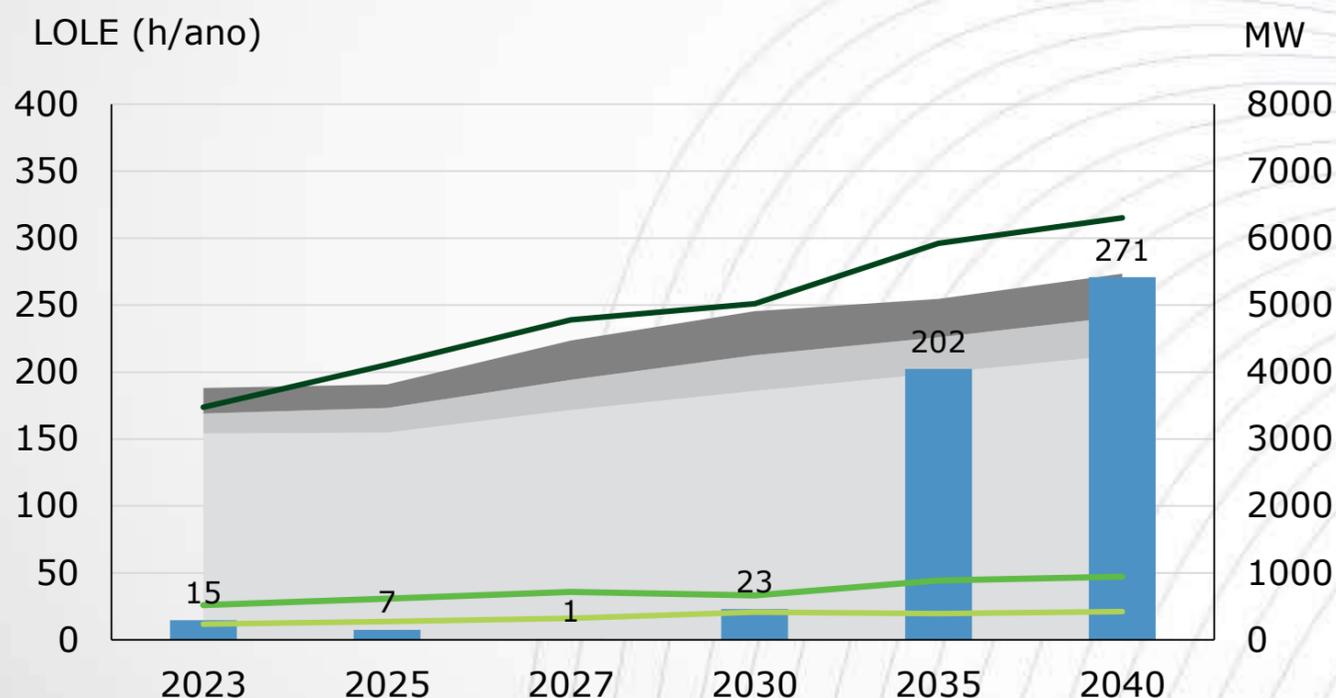


- A partir de 2030, o ICP aponta para valores inferiores a 1, não garantindo o cumprimento dos atuais padrões de segurança de abastecimento.
- A evolução decrescente do ICP decorre de falta de capacidade base (firme), para a qual contribuem principalmente:
 - a integração de nova capacidade no sistema baseada exclusivamente em FER variável,
 - a desclassificação da Central Térmica da Tapada do Outeiro (990 MW) no final de 2029, e a
 - desclassificação de capacidade a gás entre 2030 e 2040 (1320 MW), ficando em 2040 apenas 1520 MW de CCGT.
- O valor mínimo do ICP de 0,82 (com probabilidade de excedência de 99%) é atingido em 2040.

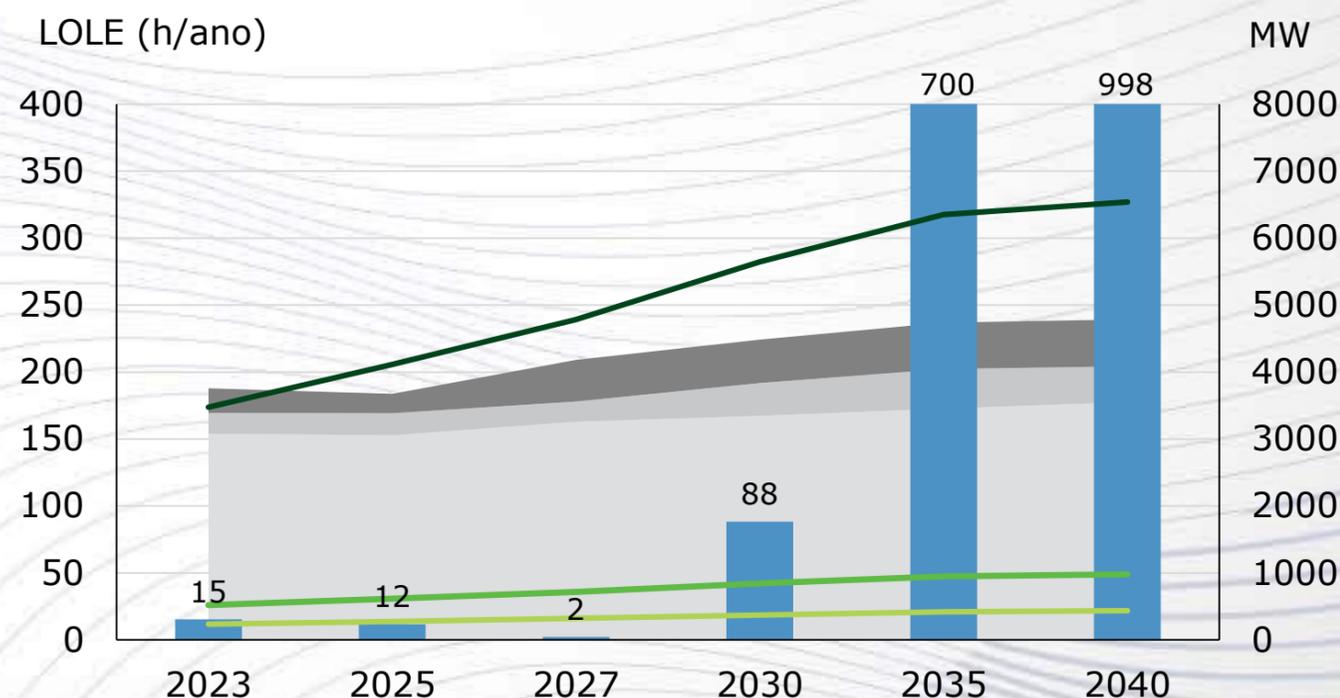
Segurança de Abastecimento (4/12)

Análise de Reserva Operacional

Trajectoria Conservadora



Trajectoria 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)

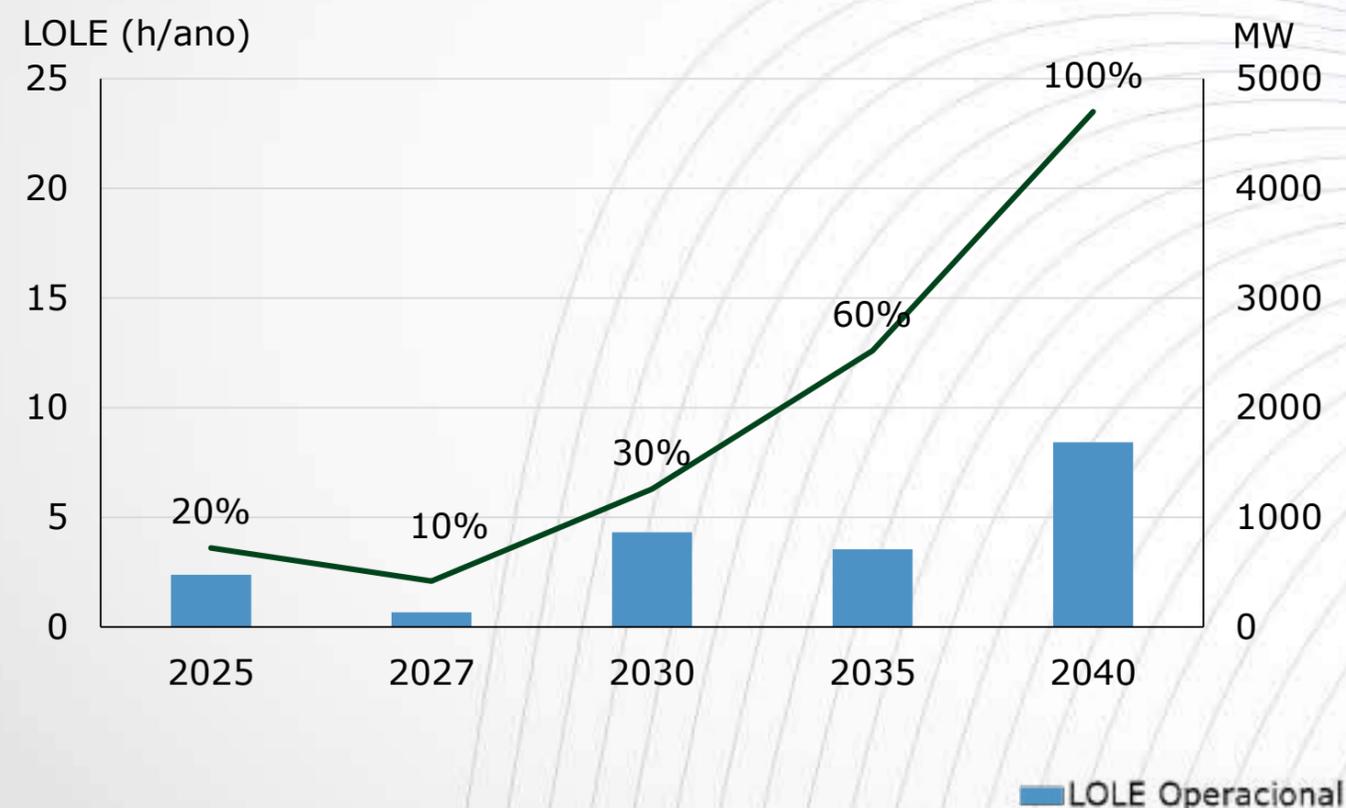
Trajectorias Conservadora e Ambição

- Assumindo um contributo da NTC ES→PT limitado a 10%, o LOLE ultrapassa o padrão de segurança de abastecimento (5h/ano) em todos os estádios, com exceção de 2027.
- Até 2030, o LOLE ascende a valores de 23 a 88 h/ano, e em 2040, de 271 a 998 h/ano, valores muito superiores ao padrão de segurança de abastecimento (5 h/ano).

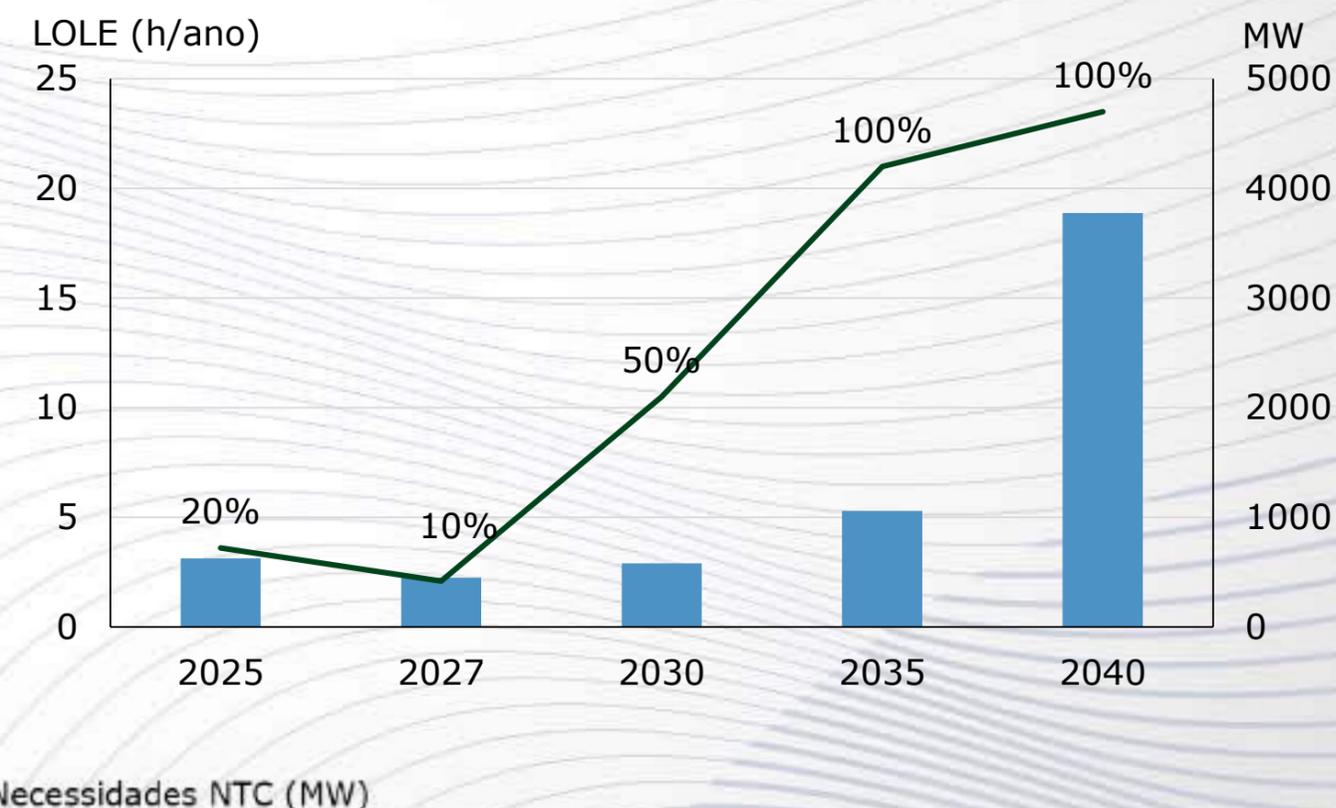
Segurança de Abastecimento (5/12)

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% da NTC em 2027 (420 MW) e entre 30% a 50% da NTC em 2030 (1260 MW na trajetória Conservadora e 2100 MW na trajetória Ambição, respetivamente).
- Em 2035, as estimativas apontam para que, dependendo do cenário, essas necessidades oscilem entre 60% - 100% da NTC e, em 2040, a totalidade da NTC poderá não ser suficiente para o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a atingir um valor entre 8 a 19 h/ano, função da trajetória considerada (conservadora ou ambição, respetivamente).

6

Segurança de Abastecimento (6/12)

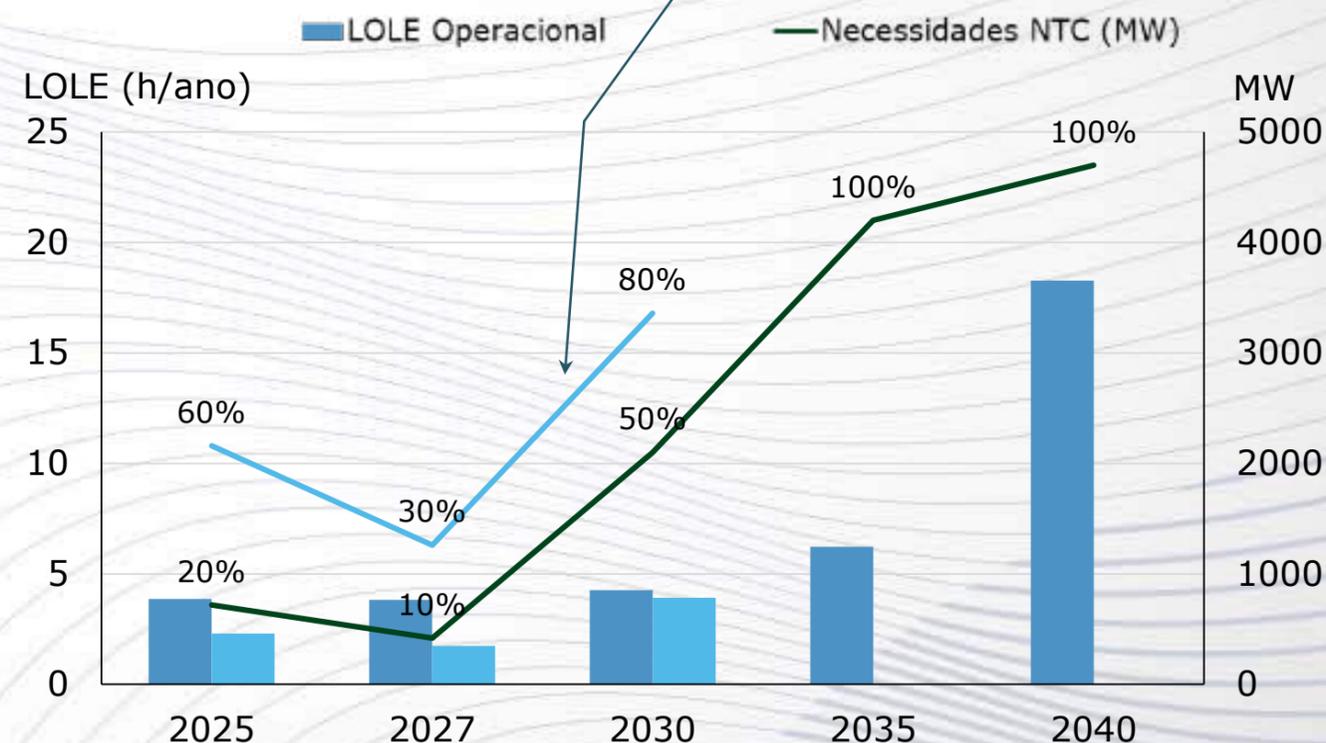
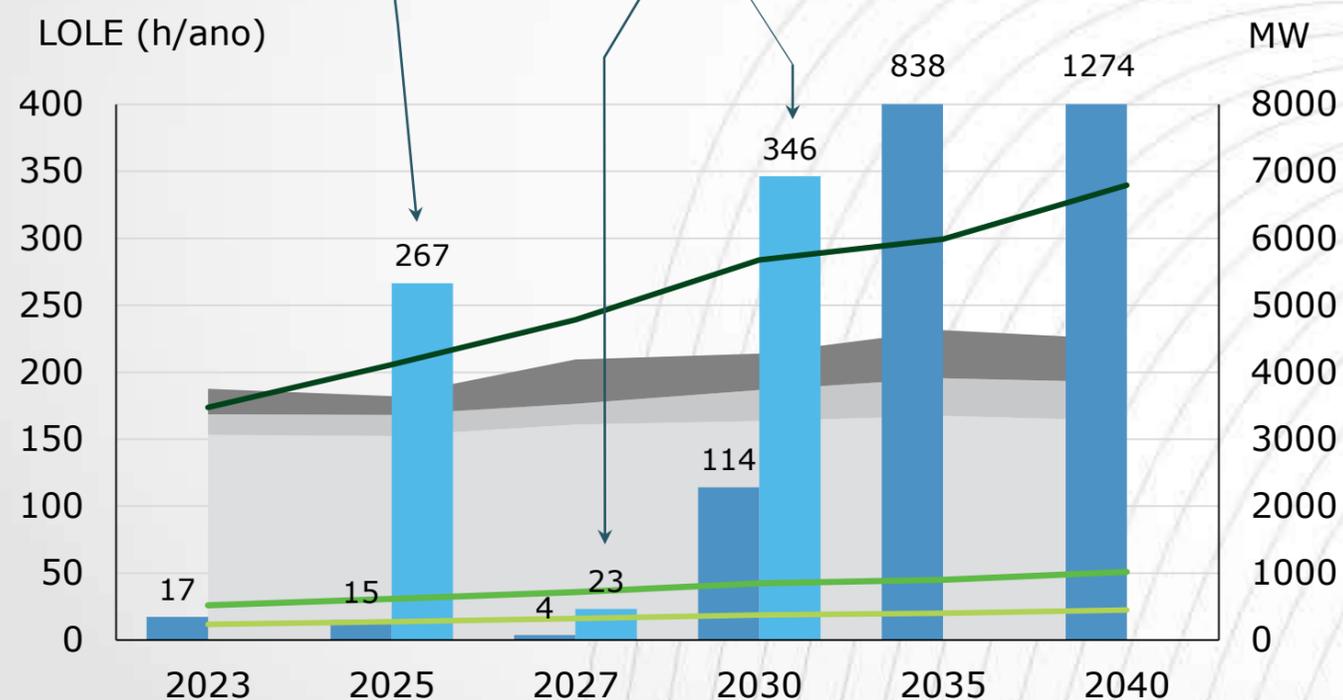
Análise de Reserva Operacional e Necessidades de interligação com Espanha - Sensibilidades

Sensibilidade adicional à oferta com a desclassificação da Central Térmica da Tapada do Outeiro, na data de fim do CAE

Sensibilidade adicional à procura considerando que 75% do consumo dos eletrolisadores e data centers e grandes consumos a abastecer pela RESP, i.e., c/ 25% de produção própria

Trajetória Ambição
Sensibilidade à Procura - Cenário Superior, Ambição

Considerando as sensibilidades à oferta (2025) e à procura (grandes consumos - 2027 e 2030)



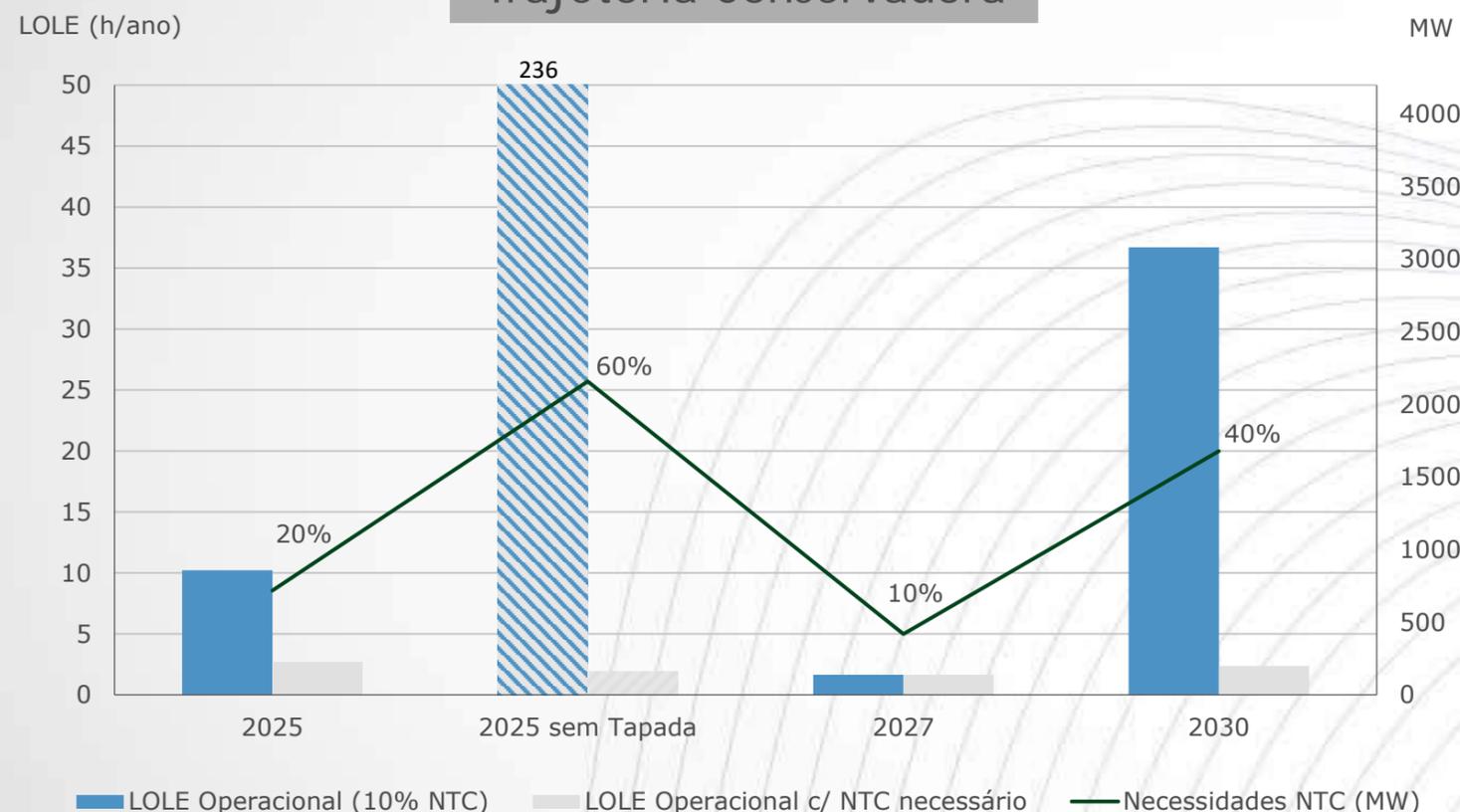
- Disponibilidades de Res. Operacional (P100) (MW)
- Disponibilidades de Res. Operacional (P99) (MW)
- Disponibilidades de Res. Operacional (P95) (MW)
- LOLE Operacional
- Necessidades de Res. Operacional (P100) (MW)
- Necessidades de Res. Operacional (P99) (MW)
- Necessidades de Res. Operacional (P95) (MW)

- Na sensibilidade adicional à trajetória Ambição Superior, que prevê a desclassificação da central da Tapada do Outeiro na data de fim de CAE (em 2024), as necessidades de NTC em 2025 ascendem a 60% (2160 MW) para garantir LOLE < 5h/ano.
- No caso da consideração que 75% do consumo dos eletrolisadores, data centers e outros grandes consumos são abastecidos pela RESP (c/ 25% produção própria), as necessidades de NTC variam entre 30% em 2027 (1260 MW) e 80% em 2030 (3360 MW).

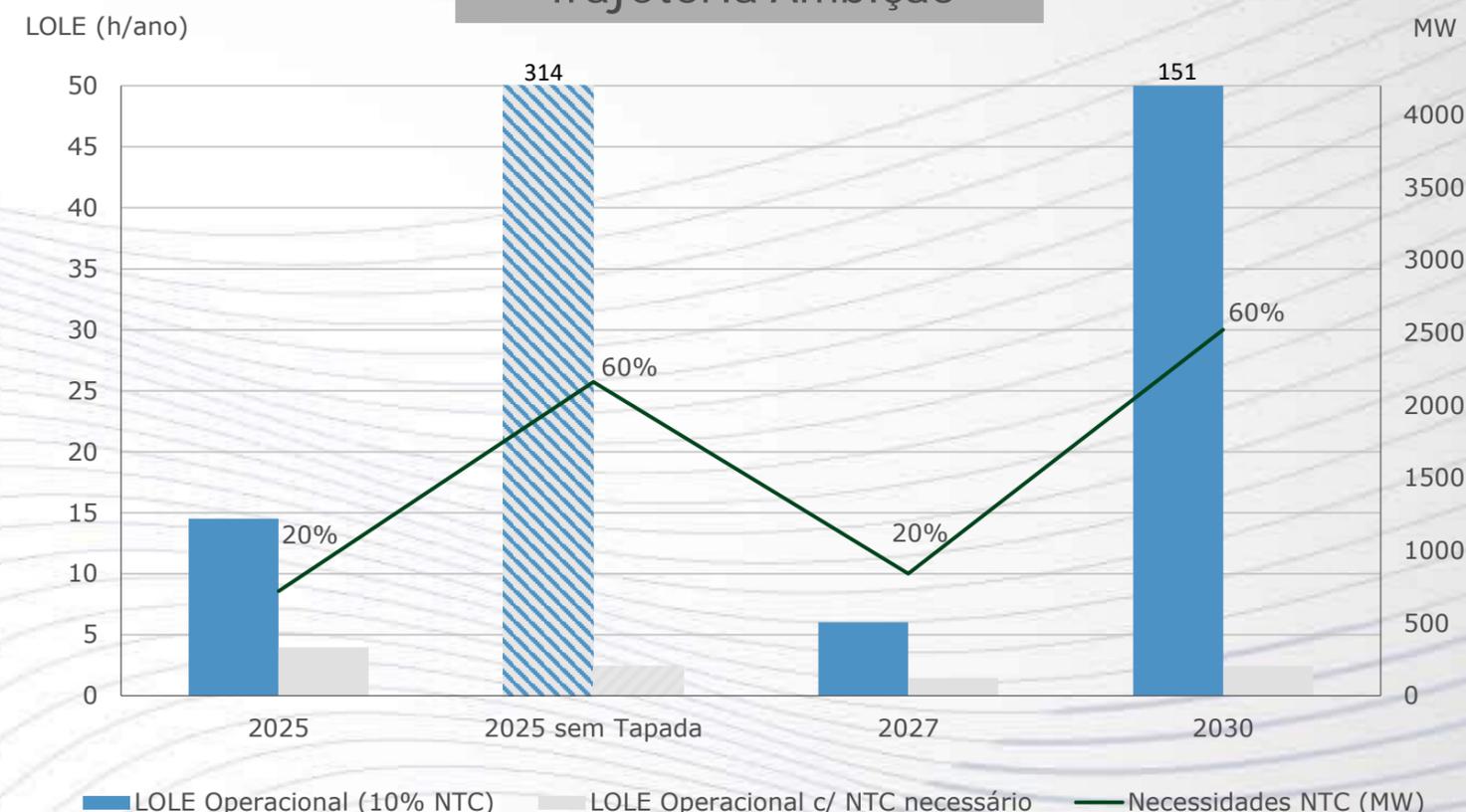
Segurança de Abastecimento (7/12)

Análise de Reserva Operacional e Necessidades de interligação com Espanha - Sensibilidade extra à Oferta

Trajectoria Conservadora



Trajectoria Ambição



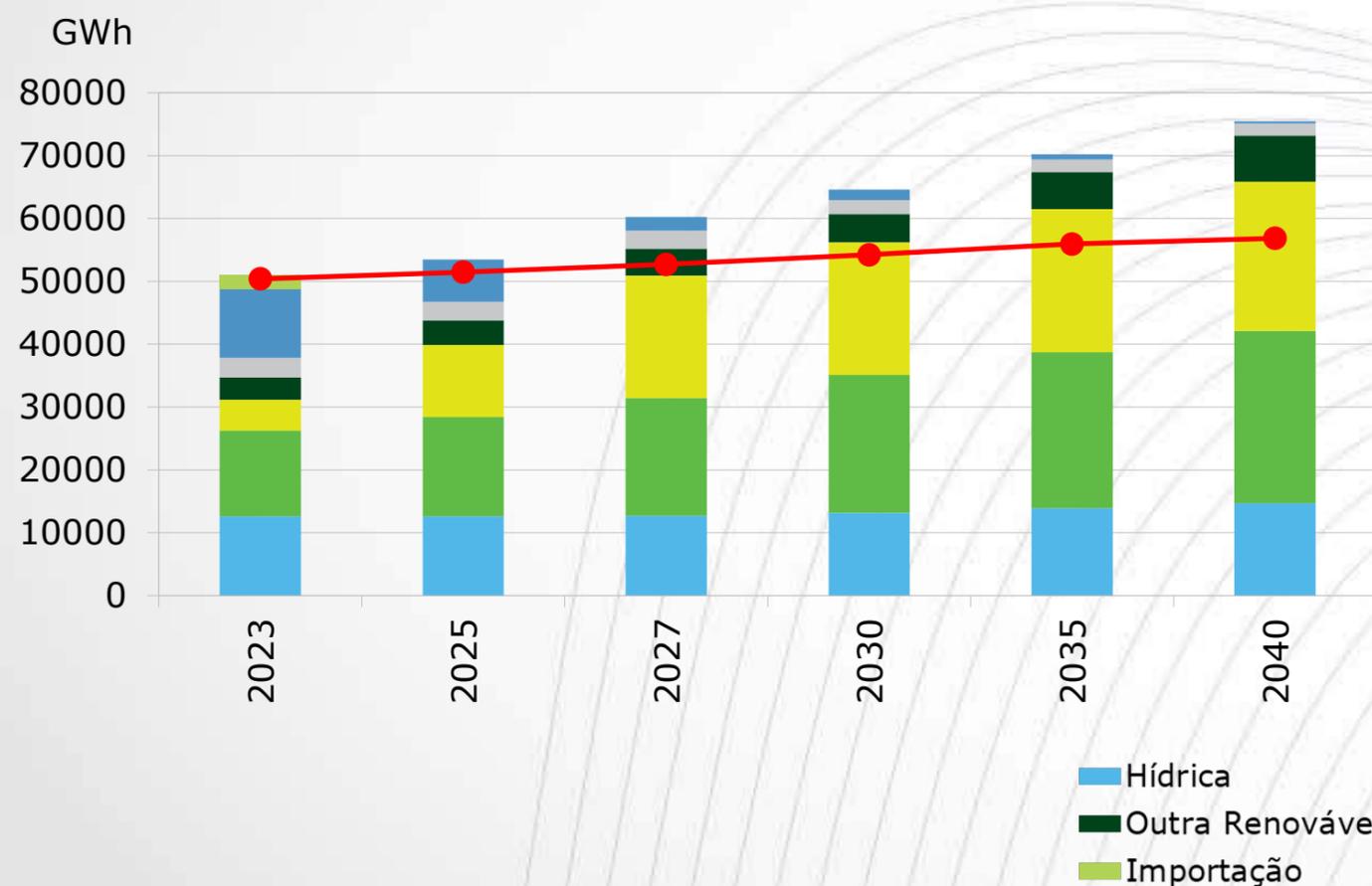
- Em 2025, a capacidade eólica reduz-se cerca de 265 MW e a capacidade solar fotovoltaica e distribuída reduz-se cerca de 1100 MW e 60 MW, respetivamente. Em 2030, a capacidade eólica reduz-se cerca de 1000 MW e a capacidade solar fotovoltaica e distribuída reduz-se cerca de 2600 MW e 265 MW, respetivamente.
- Em ambas as trajetórias (Conservadora e Ambição) consta-se que em 2030 as necessidades de NTC para o cumprimento de padrão de segurança sobem 10 pp, passando assim a necessitar de 40% e 60% de NTC, respetivamente.
- Relativamente à desclassificação da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro na data do fim de CAE (em 2024), verifica-se que em 2025 as necessidades de NTC para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento mantém-se nos 60% NTC tal como verificado na análise de sensibilidade à oferta considerando a trajetória Ambição Superior.

Segurança de Abastecimento (8/12)

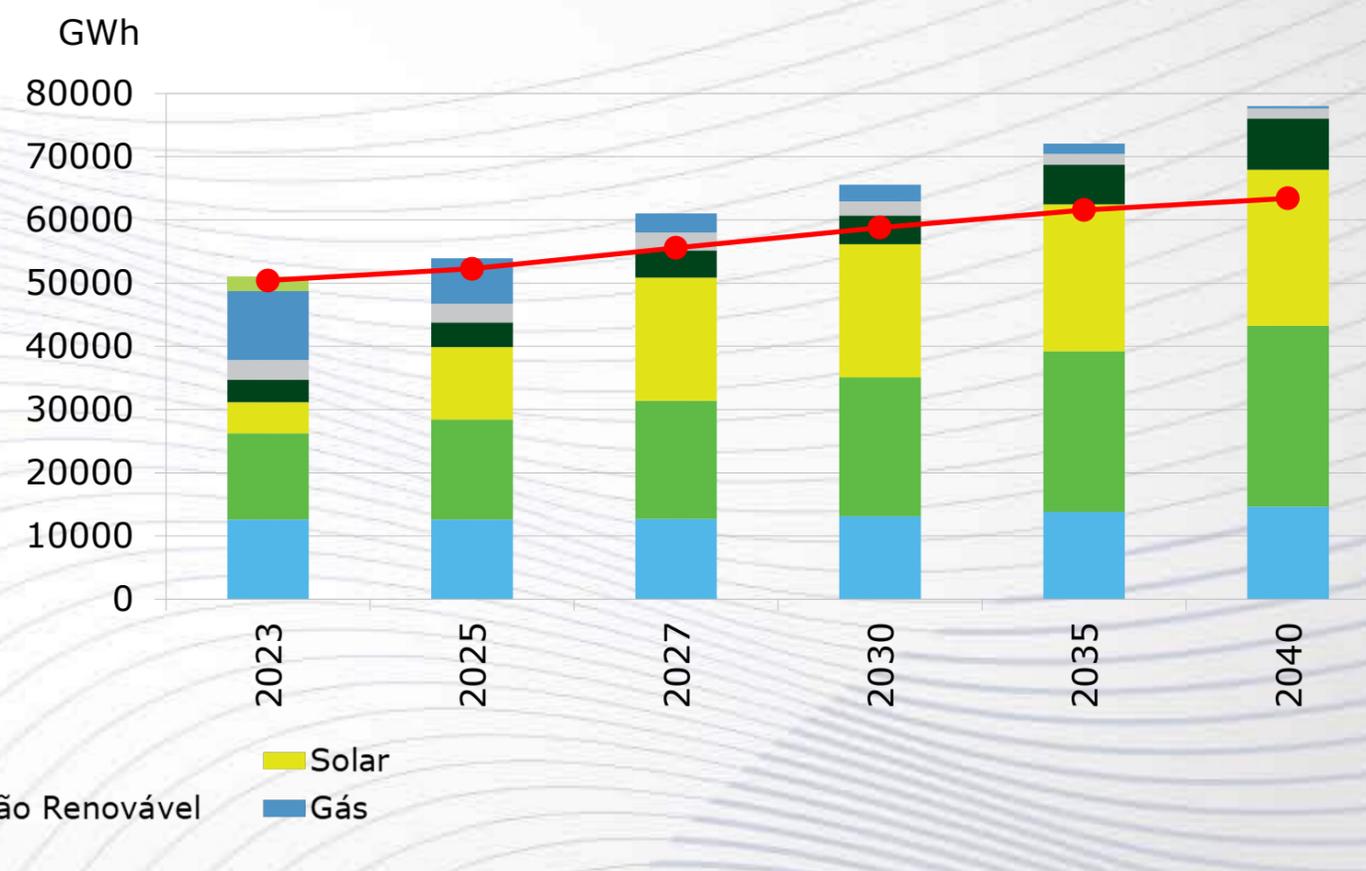
Estrutura da produção

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajetória Conservadora



Trajetória Ambição



Ao longo do período em análise, para a média dos regimes hidrológicos verifica-se o seguinte:

- Tendência de evolução para um *mix* de produção maioritariamente composto por FER, destacando-se a contribuição da energia eólica e da energia solar
- Supressão do carvão da estrutura de produção do SEN, consequência da sua desclassificação.
- Redução do papel do Gás Natural na estrutura de produção
- Potencial saldo exportador a partir de 2025

Segurança de Abastecimento (9/12)

Estrutura do abastecimento

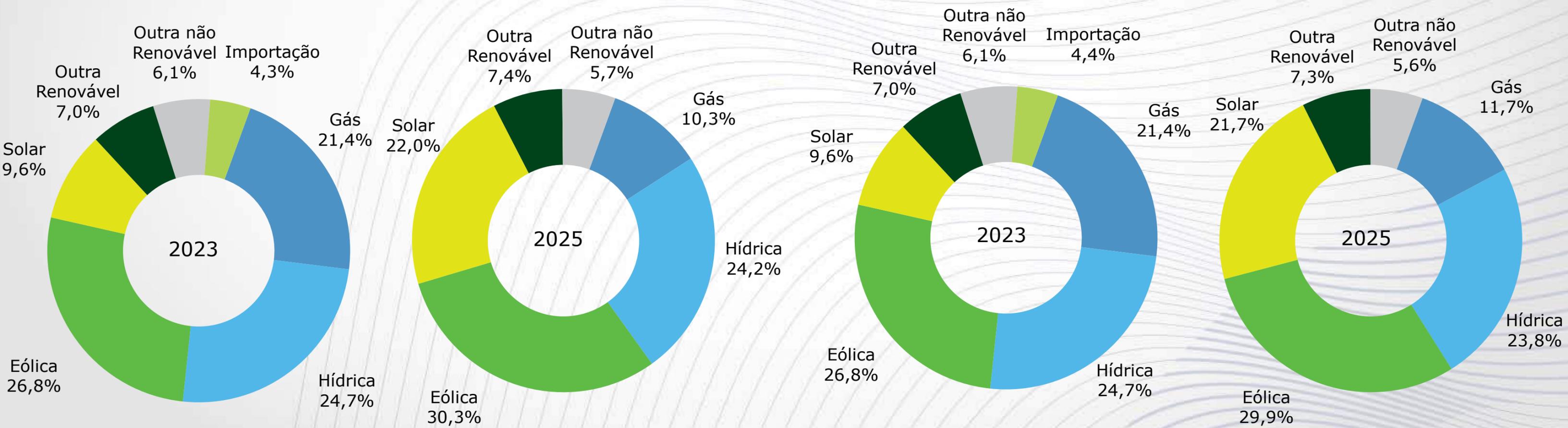
Nota: Estimativas de abastecimento do consumo do Continente dando prioridade à produção renovável, sem considerar eventual desperdício decorrente de excesso de produção.

2023 e 2025

Trajetória Conservadora

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajetória Ambição



Verifica-se entre 2023 e 2025 o impacte da incorporação de solar e eólica (com maior incidência da solar) no mix energético, abastecendo mais de 50% do consumo de eletricidade em 2025, enquanto que em 2023 o valor é de cerca 36%

Segurança de Abastecimento (10/12)

Estrutura do abastecimento

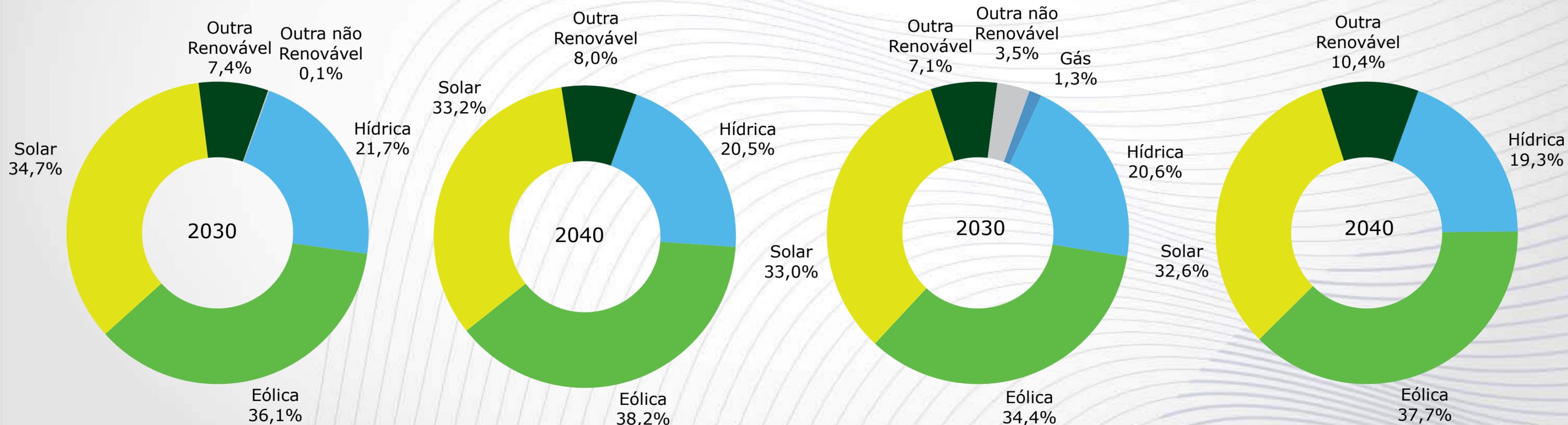
Nota: Estimativas de abastecimento do consumo do Continente dando prioridade à produção renovável, sem considerar eventual desperdício decorrente de excesso de produção.

2030 e 2040

Trajetória Conservadora

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajetória Ambição



Perspetiva-se que, a partir de 2030, as componentes Solar e Eólica possam, em conjunto, abastecer mais de dois terços do consumo de eletricidade

Notas a reter a sobre evolução do *mix* de geração e impactes na operação da rede

- O RMSA-E 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;
- Para possibilitar a plena integração na RNT das centrais da cascata do Tâmega, presentemente em fase de ensaios, e sendo as mesmas importantes para a segurança de abastecimento no curto prazo, é relevante que seja assegurada a conclusão da construção da linha Feira - Ribeira de Pena a 400 kV no menor prazo possível. Nota-se que enquanto a referida infraestrutura da RNT não estiver em serviço, o SET 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 hidroelétricos de elevada potência da bacia do rio Cávado, para o mesmo nó de rede. Tal situação exige que o Gestor Técnico 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 rede e do SEN em concreto, situação que, em regime normal, só será ultrapassada de forma segura e sustentável quando a linha Feira - Ribeira de Pena estiver em serviço e disponível para o SEN;
- 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 a concretização do 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, aumentando os fluxos de energia no sentido da RND para a RNT. Este fenómeno acentua-se com a resposta favorável, entre outubro de 2019 e fevereiro de 2020, à ligação de cerca de 1500 MVA de potência em UPP e UPAC, gerando um *déficit* de capacidade na RNT;

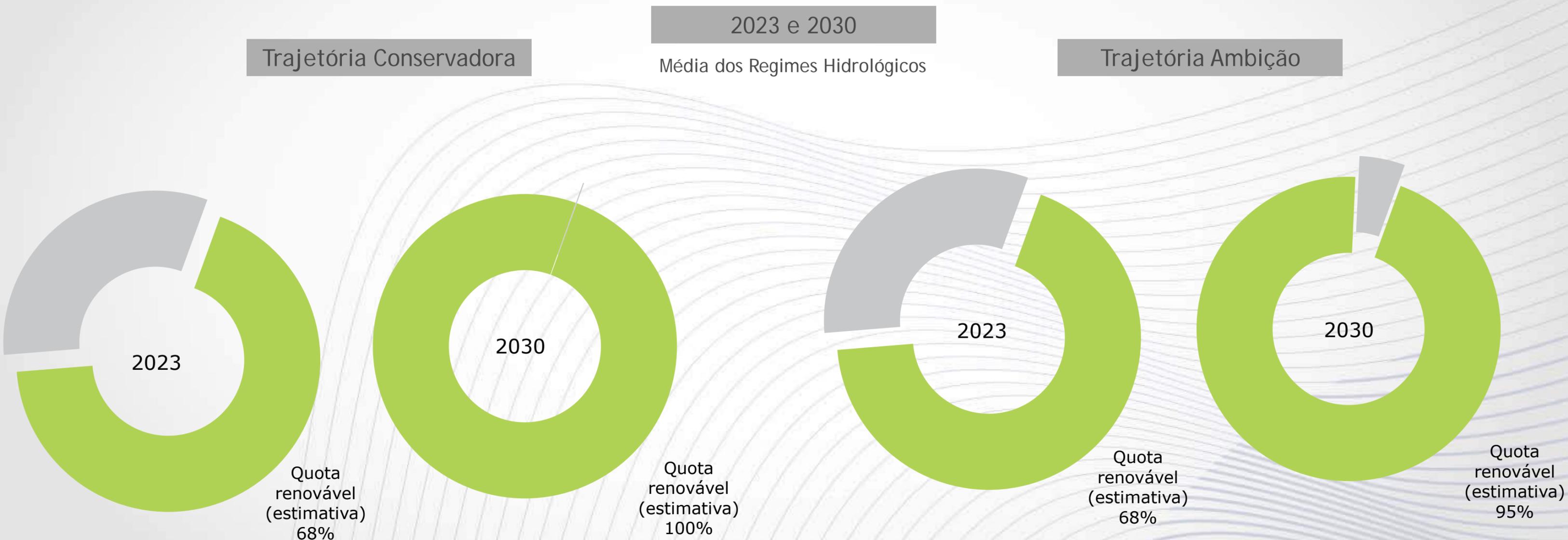
Notas a reter a sobre evolução do *mix* de geração e impactos na operação da rede

- Para repor as condições de segurança na operação da RNT perante a ligação de cerca de 1500 MVA de UPP e UPAC na RND, o PDIRT 2022-2031 contém nas suas propostas de investimento o projeto “Capacitação da RNT para Ligação de Múltiplas Pequenas Unidades de Produção na RND com Potência Atribuída”, prevendo a construção de duas linhas de MAT e o reforço da potência de transformação MAT/AT num número limitado de subestações;
- O forte crescimento perspectivado para nova geração fotovoltaica 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 produtor;
- O código de rede “RfG – Requirements for Generators” (Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão de 14 de abril de 2016, implementado em Portugal pela Portaria n.º 73/2011) incorpora a preocupação sobre a redução de flexibilidade (controlo de frequência; controlo de tensão; inércia) decorrente do crescimento sustentado da geração variável solar e eólica (mas o “RfG” não impõe obrigações retroativas);
- A aprovação e implementação do RfG não dispensa a necessidade de um acompanhamento mais atento sobre as condições para operação da rede e de eventual adoção de medidas adicionais, nomeadamente na esfera dos serviços de sistema, de modo a permitir ao ORT dispor dos meios necessários à controlabilidade, flexibilidade e equilíbrio da rede.

Ambiente (1/3)

Quota de produção renovável

Nota: Estimativas de abastecimento do consumo do Continente dando prioridade à produção renovável, sem considerar eventual desperdício decorrente de excesso de produção.

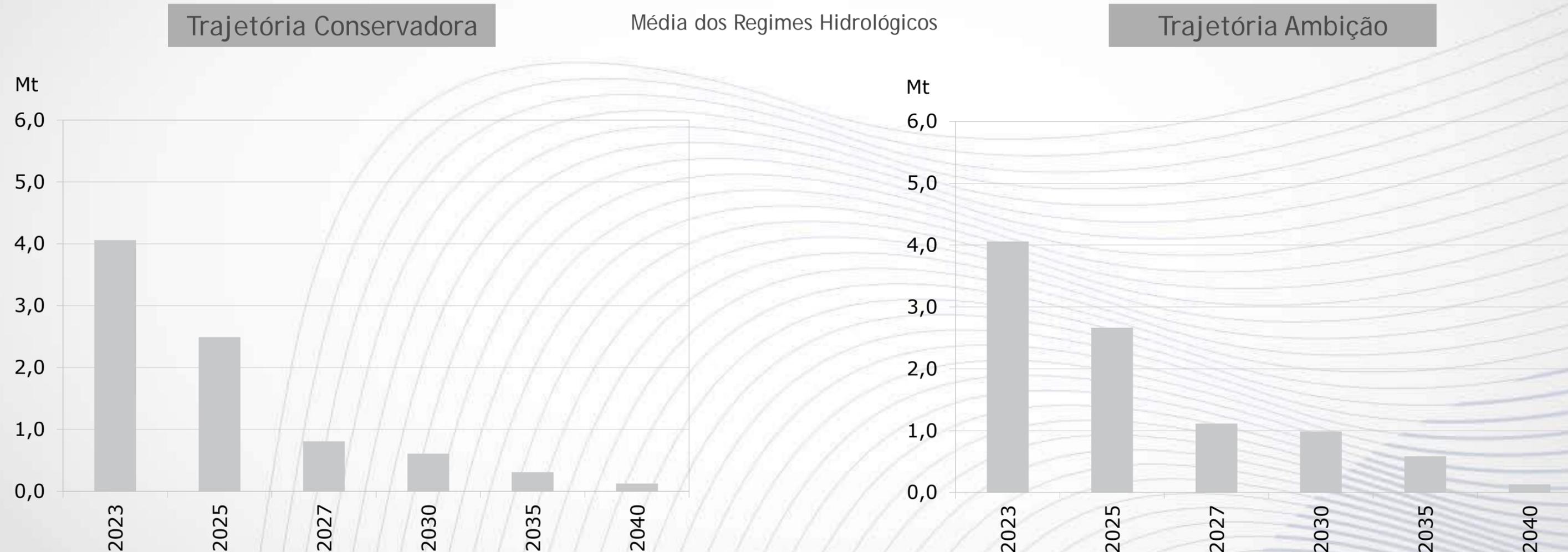


Em 2030, a Quota de Renovável é inferior na trajetória Ambição (95%) face à da trajetória Conservadora (100%), uma vez que a Oferta é igual nas duas trajetórias, mas a Procura é 4,5 TWh superior (Ambição = 58,8 TWh; Conservador = 54,2 TWh)

Ambiente (2/3)

Emissões de CO₂ das centrais termoelétricas

Estimativas das emissões resultantes da produção das centrais termoelétricas em Regime Ordinário



- As emissões totais anuais de CO₂ decorrentes da produção pelas centrais termoelétricas em regime ordinário sofrem um decréscimo assinalável face a 2021 (4,8 Mt; IPH=0,93), sobretudo devido à forte integração de FER
- Entre 2023 e 2030, as emissões evoluem de 4,1 Mt para 0,6 Mt ou 1 Mt, dependendo da trajetória Conservadora ou Ambição, respetivamente
- Até 2040, as estimativas apontam para decréscimos até 0,1 Mt, em ambas as trajetórias
- 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 serão ainda menores

7

Ambiente (3/3)

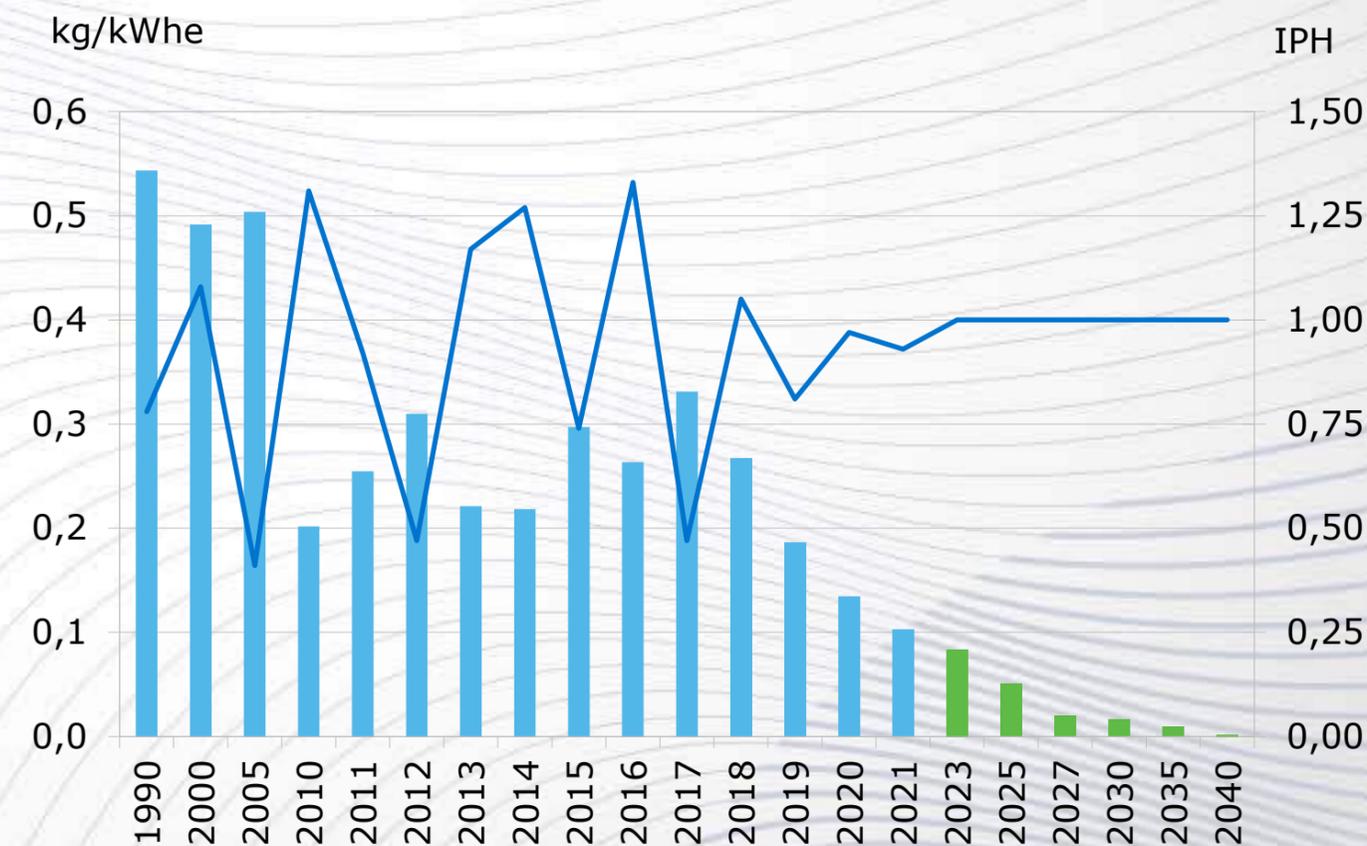
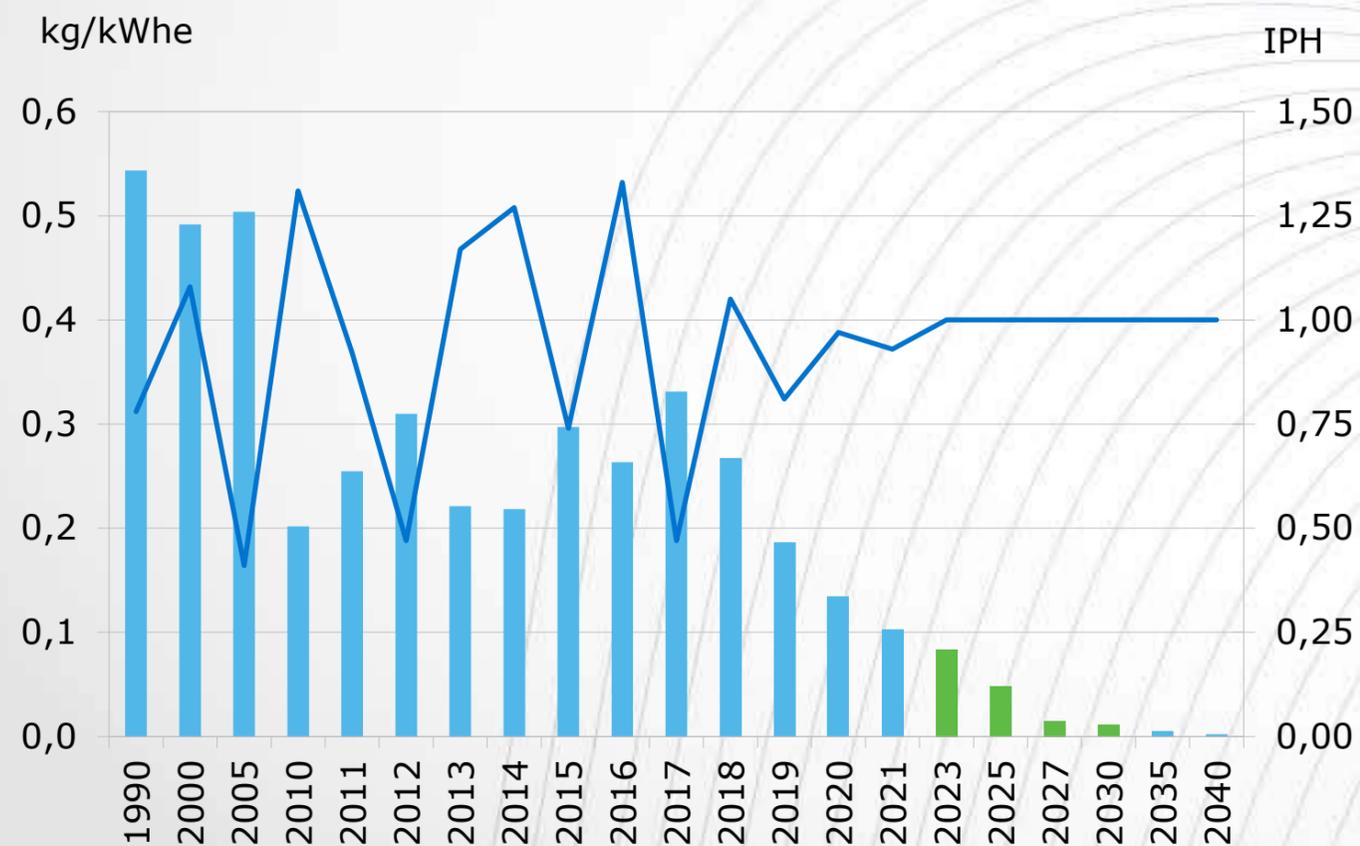
Emissões de CO₂ das centrais termoelétricas

IPH – Índice de Produtibilidade Hidroelétrica

Trajetória Conservadora

Média dos Regimes Hidrológicos

Trajetória Ambição



Factor de emissão médio de CO₂

IPH

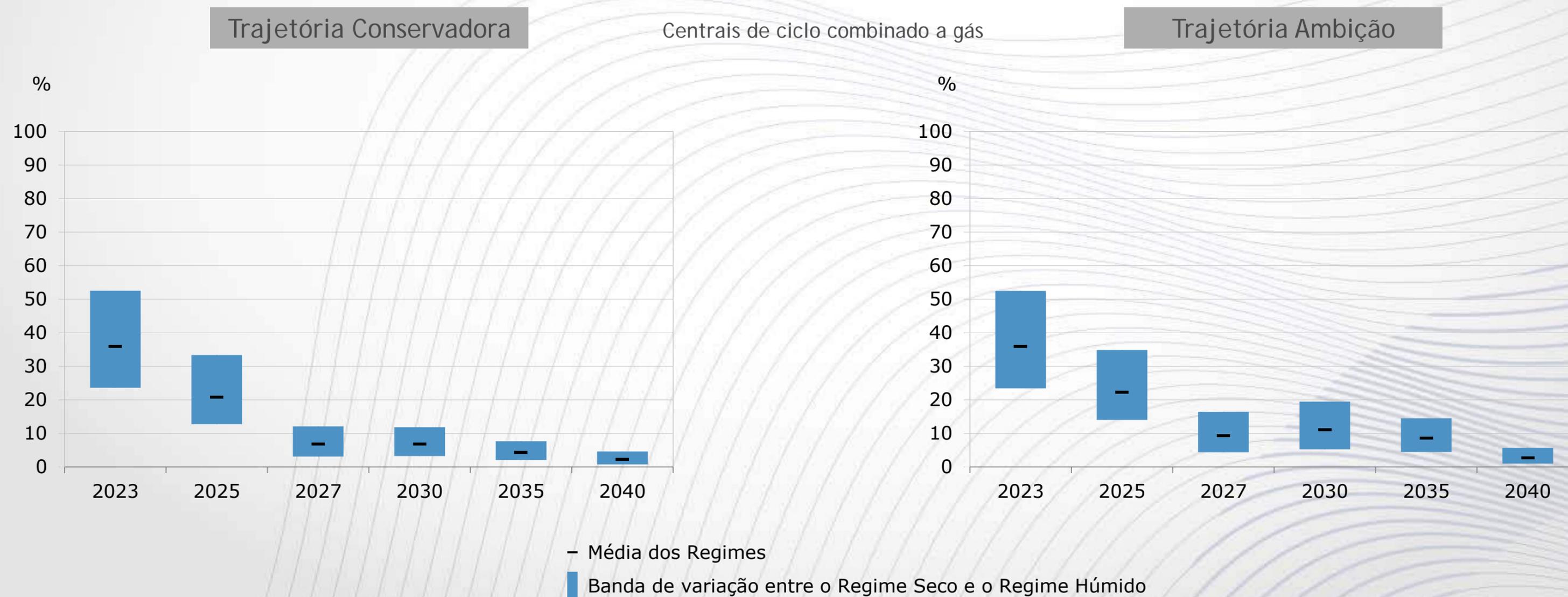
Competitividade (1/4)

Taxa de utilização das centrais termoelétricas

A Taxa de utilização das centrais termoelétricas 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



Competitividade (2/4)

Taxa de utilização das centrais termoelétricas

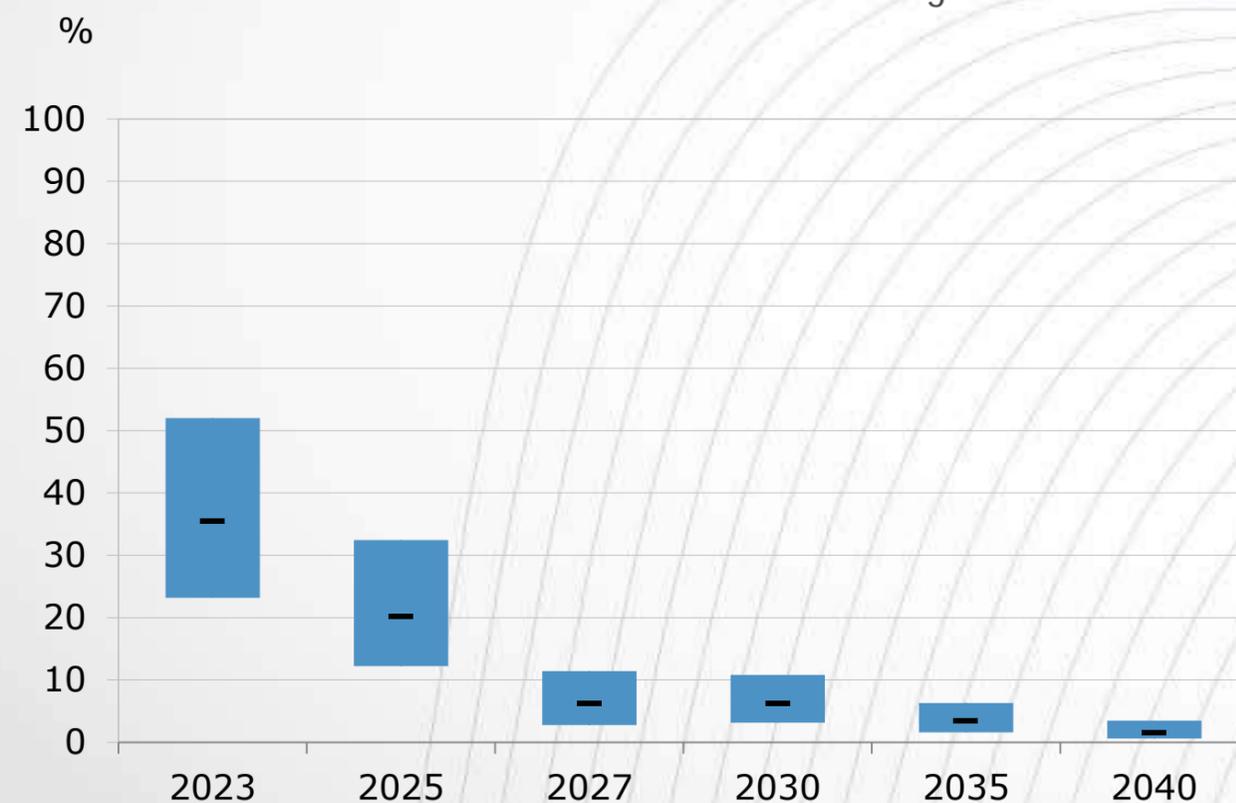
Trajectoria Conservadora
Sensibilidade à Procura - Cenário
Inferior, Conservador

A Taxa de utilização das centrais termoelétricas 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

Centrais de ciclo combinado a gás



— Média dos Regimes

■ Banda de variação entre o Regime Seco e o Regime Húmido

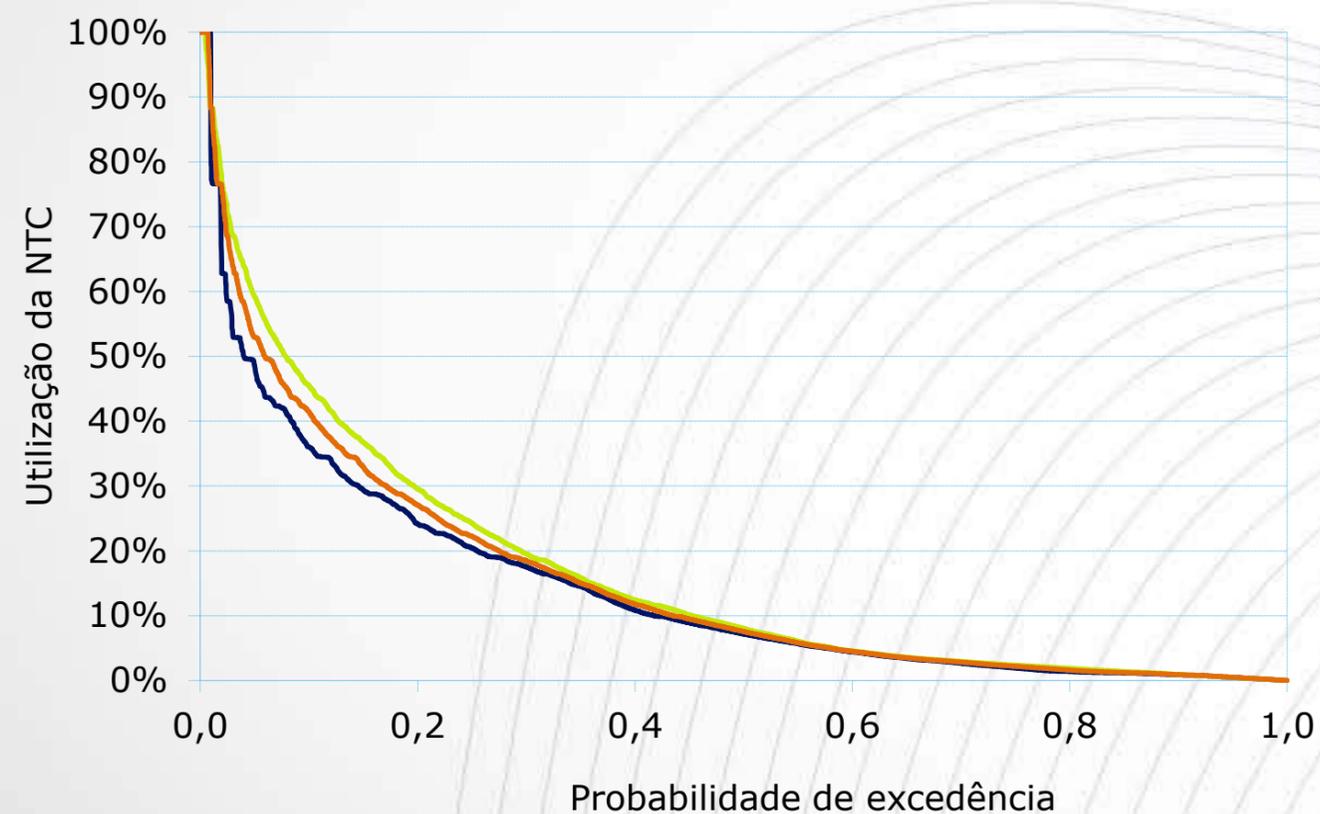
- Na trajetória Conservadora, a taxa de utilização média das CCGT a gás passa de cerca de 36% em 2023 para valores inferiores a 7%, em 2030 e a 3%, em 2040.
- Na trajetória Ambição, o decréscimo progressivo desta utilização é ligeiramente inferior, evoluindo para valores da ordem dos 11%, em 2030 (decorrente de uma procura ligeiramente maior nesta trajetória), e 3% em 2040, na média dos regimes hidrológicos.
- No caso da Sensibilidade à procura Inferior Conservador, em 2030, a utilização das CCGT, na média dos regimes hidrológicos, reduz-se para 6,3% (-0,6 pp face ao cenário de procura Central Conservador).

Competitividade ^(3/4)

Taxa de utilização da NTC

2030

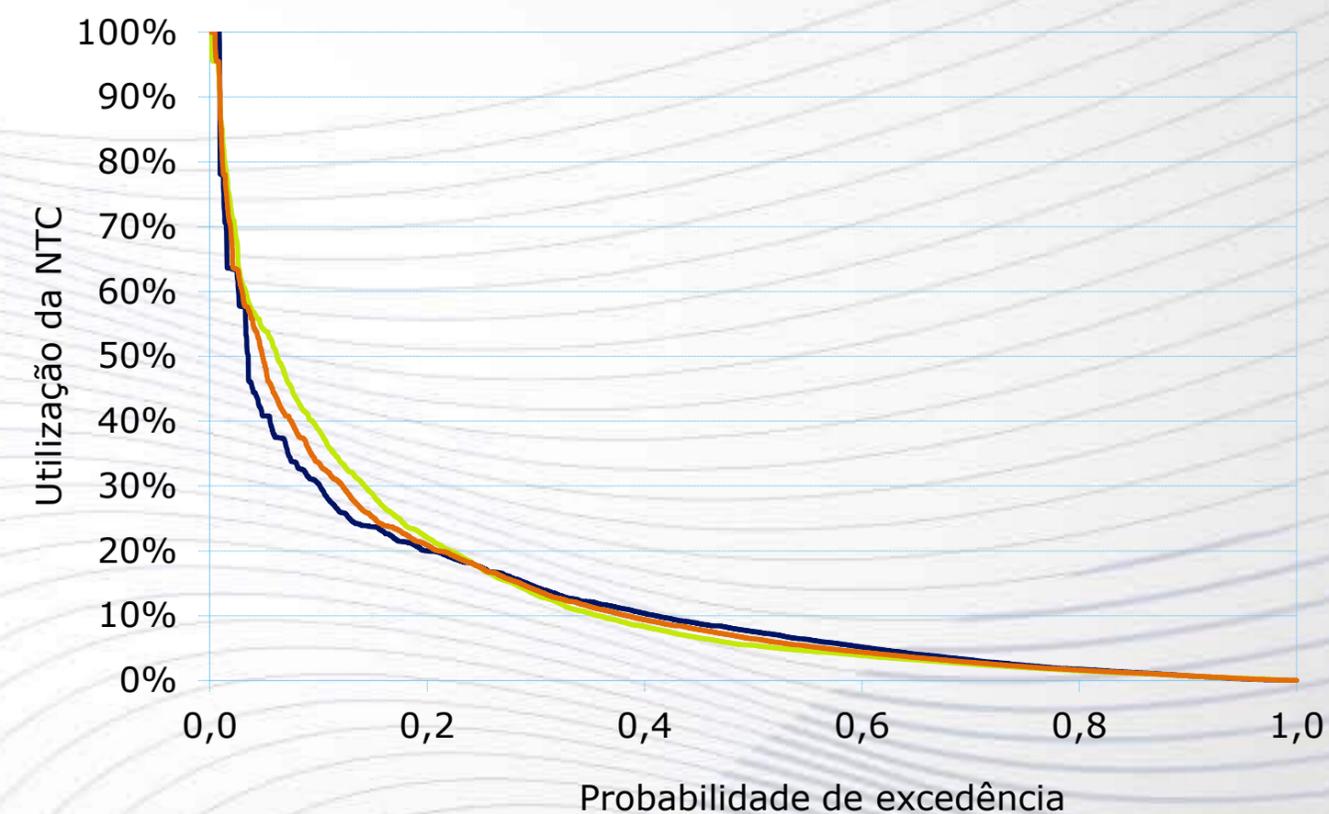
Trajetória Conservadora



NTC : Net Transfer Capacity

—Verão —Inverno —Total

Trajetória Ambição



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 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.

* Da simulação com o PS-MORA, em base horária, resulta uma utilização do valor máximo do NTC (PT→ES = 3500 MW e ES→PT = 4200MW) de 5% na trajetória Ambição e 7% na trajetória Conservadora

8

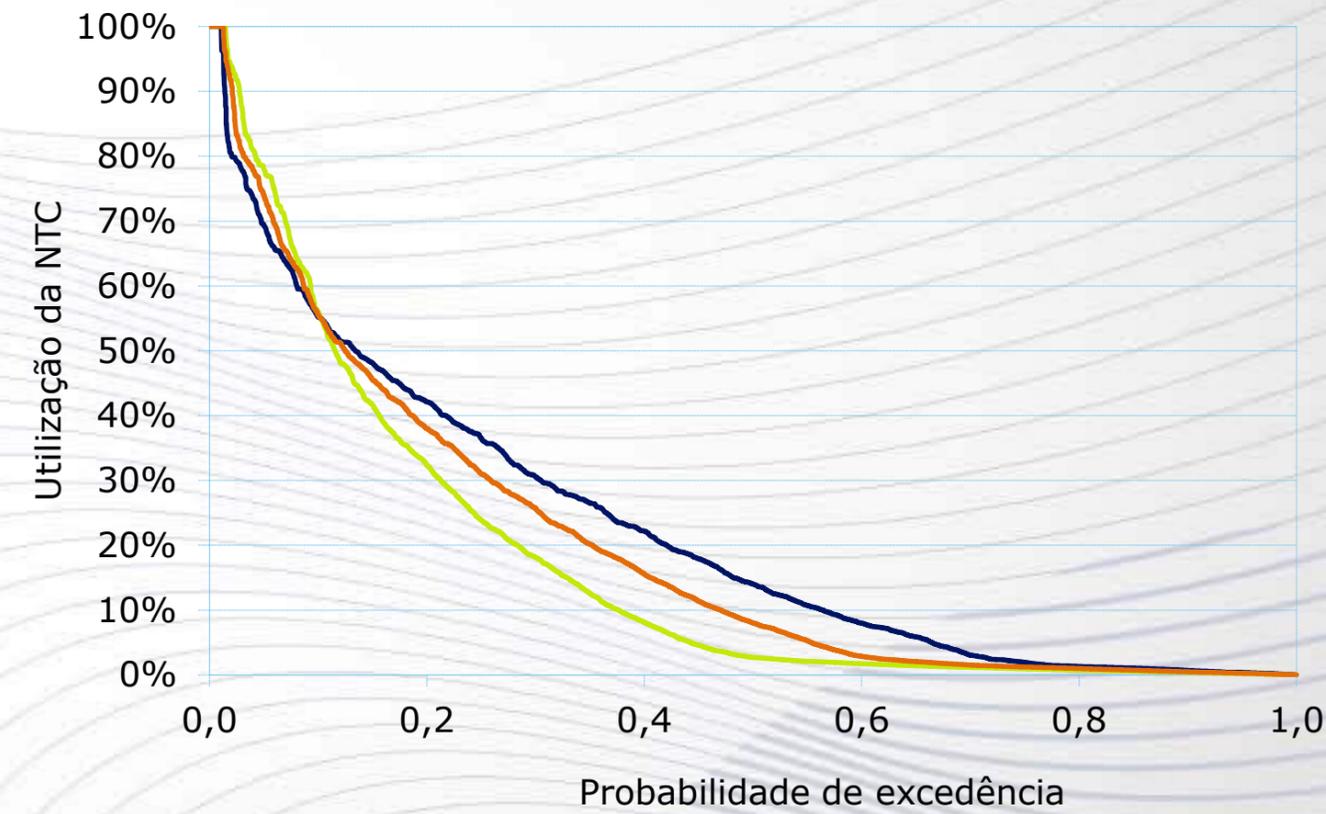
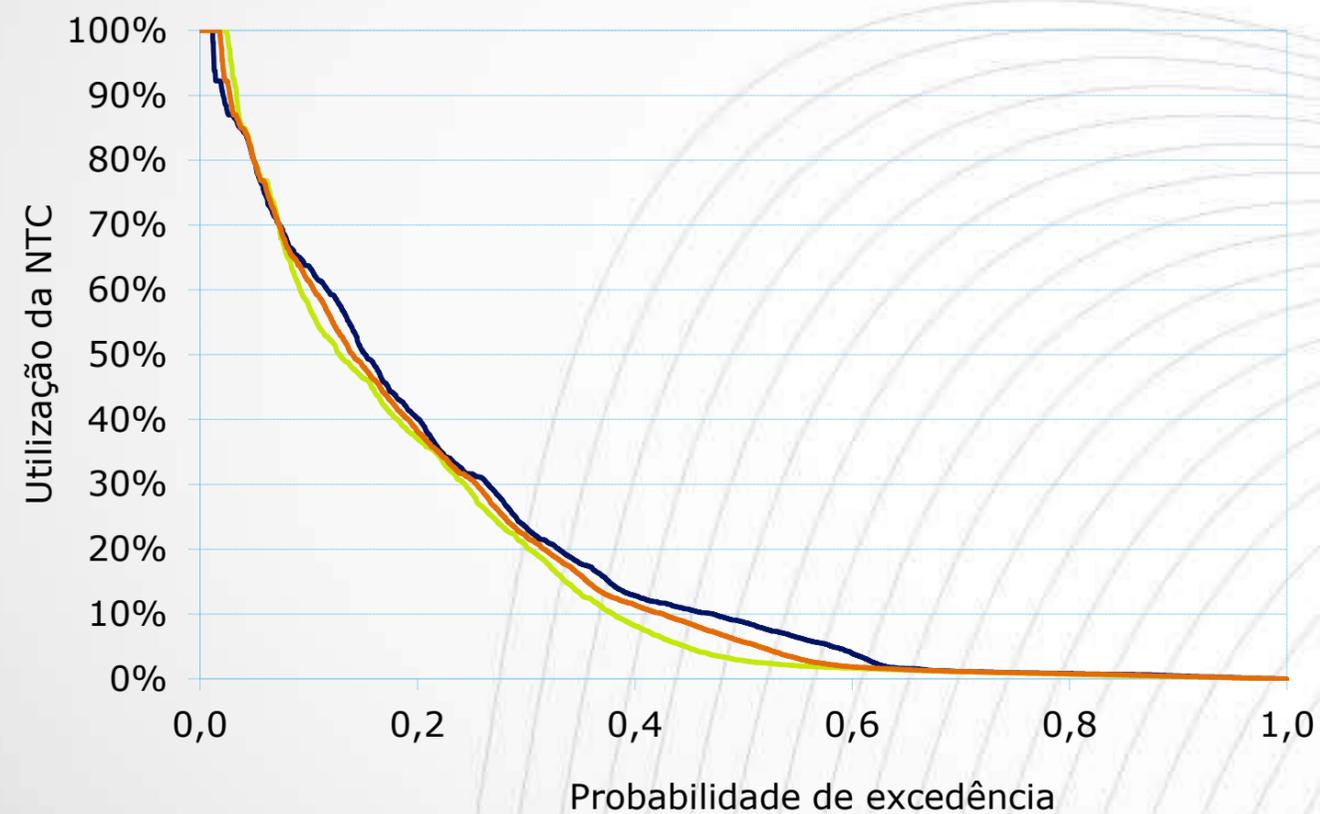
Competitividade (4/4)

Taxa de utilização da NTC

2040

Trajetória Conservadora

Trajetória Ambição



NTC : Net Transfer Capacity

—Verão —Inverno —Total

Tal como se verifica em 2030, também em 2040 se estima que o valor máximo de NTC (4700 MW, assumindo o valor máximo de Importação/Exportação para este horizonte) tenha uma utilização inferior a 1%, nas trajetórias Conservadora e Ambição

Considerações finais (1/4)

- A evolução do consumo (referido à produção líquida) de eletricidade é de uma forma geral superior à do RMSA-E 2021 até 2030 (entre +0,4% e +4,4% consoante os cenários), principalmente nos cenários Ambição. A partir desse ano, a situação inverte-se nos cenários Conservador e Ambição, com uma dinâmica de crescimento dos consumos de eletricidade que não é tão acentuada. O cenário Superior Ambição fica acima da envolvente superior do RMSA-E 2021, com uma variação de +1,6%. Esta situação deve-se essencialmente à evolução do consumo dos eletrolisadores e ao consumo dos *datacenters*, apesar da evolução do autoconsumo que tem impacte no sentido da redução do consumo referido à produção líquida.
- A penetração de veículos elétricos mantém-se um importante *driver* de crescimento da previsão da procura e impacta no potencial crescimento da ponta de consumo, devido não só ao crescimento do *stock* de veículos elétricos (BEV + PHEV), como também, à estratégia de carregamento adotada pelos consumidores e à evolução tecnológica verificada no setor. No RMSA-E 2022 destaca-se a consideração do incremento da capacidade das baterias e das potências de carregamento disponíveis no mercado. Esta situação, no horizonte de 2030 e numa estratégia com maior prevalência do *Direct Recharging*, por parte dos BEV + PHEV ligeiros, pode acrescer à ponta do SEN cerca de 1600 MW no cenário Ambição (- 200 MW face ao RMSA-E 2021).
- No que respeita à produção de H2, em comparação com os cenários do RMSA-E 2021, o consumo de eletricidade dos eletrolisadores tem um andamento distinto. No cenário Conservador, o consumo referido à produção líquida é superior em todos os anos, exceto em 2040, cujo valor é ligeiramente inferior. No cenário Ambição, as previsões atuais são significativamente superiores ao longo do horizonte do estudo, em linha com a maior capacidade instalada prevista para este cenário. Em qualquer dos cenários considera-se que parte do consumo é abastecido através da RESP e parte através de produção própria, sendo que o impacte da produção de H2 no horizonte do estudo varia entre 6,2% e 12,3% no consumo final e entre 2,0% e 5,4% no consumo referido à produção líquida.
- Pela primeira vez em exercícios de previsão da procura considera-se o impacte do consumo dos *datacenters* e outros grandes projetos. Admitiu-se que a RESP irá abastecer 35% das necessidades de consumo de eletricidade destes projetos no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador. Assim, no horizonte do estudo, o impacte destes consumos varia entre 4,0% e 6,7% no consumo final e entre 1,2% e 3,0% no consumo referido à produção líquida, função do cenário Conservador ou Ambição. Para o cenário Ambição, numa perspetiva de segurança de abastecimento, desenvolve-se ainda uma análise de sensibilidade a um consumo a partir da RESP de cerca de 75% (c/ 25% de produção própria), elevando o consumo na hora de ponta para cerca de 1225 MW em 2030 (+ cerca de 655 MW quando comparado com a situação de abastecimento pela rede de 35%).

Considerações finais (2/4)

- A desclassificação cumulativa das centrais a carvão de Sines e do Pego (já ocorridas), conjugada com a indisponibilidade de um grupo da central de Lares entre 1 de Janeiro e 30 de Abril, determina 2023 como “Estádio de Rutura” - Índice de Cobertura Probabilístico (ICP) para 99 % de probabilidade inferior a 1.0 e LOLE superior a 5 horas/ano. Na eventualidade de se verificar uma condição hidrológica seca os resultados serão ainda mais gravosos. Nas condições do Teste de Stress, para garantir o cumprimento dos padrões em 2023, os estudos apontam para a necessidade de capacidade adicional entre 600 MW e 1050 MW, função das condições hidrológicas (média dos 40 regimes hidrológicos ou média dos 3 regimes mais secos). Neste contexto, poderão ser ativadas medidas mitigadoras identificadas do lado da Oferta e da Procura, de forma sequencial, para garantir a segurança de abastecimento do SEN.
- 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, aumentando os fluxos de energia no sentido da RND para a RNT. Este fenómeno acentua-se com a resposta favorável, entre outubro de 2019 e fevereiro de 2020, à ligação de cerca de 1500 MVA de potência em UPP e UPAC, gerando um déficit de capacidade na RNT.
- Assumindo um contributo de NTC limitado a 10%, em todas as trajetórias/sensibilidades verifica-se o incumprimento do padrão de segurança de abastecimento (LOLE<5 horas/ano), em todos os estádios, com exceção de 2027. Em 2030, o LOLE pode ascender a valores de 23 a 114 h/ano, e em 2040, de 271 a 1274 h/ano, na trajetória Conservadora e Ambição, respetivamente.

Considerações finais (3/4)

- Até 2030, o cumprimento de um LOLE operacional < 5 h/ano, aponta para necessidades de capacidade de interligação equivalente com Espanha que oscilam:
 - entre 10% da NTC (420 MW) em 2027, e
 - entre 30% a 50% da NTC (1260 MW na trajetória Conservadora e 2100 MW na trajetória Ambição, respetivamente).
- Em 2035, as estimativas apontam para que, dependendo da trajetória, essas necessidades de NTC oscilem entre:
 - 60% - na trajetória conservadora
 - 100% - na trajetória ambição.
- Em 2040, a totalidade da NTC poderá não ser suficiente para o cumprimento do atual padrão de segurança de abastecimento, com o LOLE a atingir um valor entre 8 a 19 h/ano, função da trajetória considerada (conservadora ou ambição, respetivamente).
- Na sensibilidade à trajetória Ambição Superior:
 - a eventual desclassificação da central da Tapada do Outeiro na data de fim de CAE (em 2024) conduz a necessidades de NTC em 2025 que atingem 60% (2160 MW) para garantir LOLE < 5h/ano.
 - Na hipótese de 75% dos consumos dos eletrolisadores, *data centers* e outros grandes consumidores serem abastecidos pela RESP, i.e., com 25% de produção própria, as necessidades da NTC variam entre 30% em 2027 (1260 MW) e 80% em 2030 (3360 MW).
- Na sensibilidade extra à Oferta:
 - Nas trajetórias Conservadora e Ambição constata-se que em 2030 as necessidades de NTC para cumprimento dos padrões de segurança de abastecimento sobem 10 pp em relação às trajetórias base, passando assim a necessitar de 40% e 60% de NTC, respetivamente.
 - Relativamente à eventual desclassificação da central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro na data do fim de CAE (em 2024), verifica-se que em 2025 as necessidades de NTC para o cumprimento do padrão de segurança de abastecimento mantêm-se nos 60% NTC, tal como verificado na análise de sensibilidade à oferta na trajetória Ambição Superior.

Considerações finais (4/4)

- O forte crescimento perspectivado para nova geração fotovoltaica e eólica ligada na RNT e na RND exige um grande esforço em novos reforços de rede. É assim 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 100% e 95% do consumo bruto de eletricidade nas trajetórias Conservadora e Ambição, respetivamente, com reflexos ao nível das emissões de CO₂ que atingem entre 600 kt e 1000 kt (emissões resultantes das grandes centrais termoelétricas), valor inferior em 87-79% face ao verificado em 2021 (4795 kt).
- Do ponto de vista da competitividade, a elevada penetração de FER afeta consideravelmente a utilização média das CCGT a gás natural que se estima, em 2030, entre 7% e 11%, na trajetória Conservadora e Ambição, respetivamente. No caso da Sensibilidade à procura Inferior Conservador, a utilização reduz-se para 6,3% (-0,6 pp face ao cenário de procura Central Conservador).
- Em 2030 e em 2040 estima-se que o valor máximo de NTC (de 4200 MW e 4700 MW, respetivamente, assumindo o valor máximo de Importação/Exportação) tenha apenas 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.



6

ANEXOS

REN 