



PDIRT

PLANO DE
DESENVOLVIMENTO
E INVESTIMENTO
DA REDE NACIONAL
DE TRANSPORTE

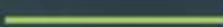
2025-34

Proposta Inicial
Dezembro 2024





07
ANEXOS



REN 



07 ANEXOS

ANEXO 1

PADRÕES DE SEGURANÇA PARA
PLANEAMENTO DA RNT

REN 

Portaria 596/2010 de 30 de Julho - Regulamento da Rede de Transporte

Capítulo 9 - “Padrões de Segurança para Planeamento da RNT”

2932

Diário da República, 1.ª série—N.º 147—30 de Julho de 2010

da zona de trabalho que não possam ser colocadas fora de tensão, devem ser tomadas medidas de precaução adicionais, como sejam: *a)* colocação de ecrãs, de barreiras, de invólucros ou de protectores isolantes; ou *b)* estabelecimento de distâncias de segurança e vigilância.

A ordem de execução das cinco regras anteriores pode ser alterada se existirem razões fundamentadas para isso.

7.3.5 — Trabalhos em tensão:

7.3.5.1 — Durante a execução do trabalho em tensão, os trabalhadores entram em contacto com as peças nuas em tensão ou penetram na zona de trabalho em tensão, quer com partes dos seus corpos ou ferramentas quer com equipamentos ou dispositivos que manipulem.

7.3.5.2 — Deve ser estabelecido um programa específico de formação destinado a desenvolver e a manter a capacidade das pessoas para a realização de trabalhos em tensão. Após a realização com êxito dessa formação, deve ser atribuído um certificado destinado a comprovar a aptidão do pessoal. A manutenção desta competência deve ser assegurada por meio da prática continuada ou através de nova formação.

7.3.5.3 — Devem ser definidas as condições de execução do trabalho, as quais, em função da respectiva complexidade, podem incluir um ou mais dos seguintes pontos:

a) Descrição das relações entre o pessoal envolvido na realização do trabalho em tensão, nomeadamente entre o responsável de exploração, o responsável de trabalho e os restantes trabalhadores;

b) Medidas a serem tomadas para limitar as sobreensões de manobra na zona de trabalho, como, por exemplo, a interdição de reengates automáticos dos disjuntores;

c) Distâncias de trabalho no ar para o pessoal e para os objectos condutores usados durante o trabalho.

7.3.6 — Trabalhos na vizinhança de tensão. — Os trabalhos na vizinhança de tensão podem ser realizados quando as medidas de segurança adoptadas garantirem que não é possível penetrar na zona de trabalho em tensão.

Com vista a controlar os perigos eléctricos na vizinhança de peças em tensão, a protecção pode ser garantida por meio de ecrãs, de barreiras, de invólucros ou de protectores isolantes. No caso de não se poderem adoptar estas medidas, a protecção deve ser garantida por meio da manutenção de uma distância de segurança em relação às peças nuas em tensão e garantindo uma vigilância adequada.

7.3.7 — Trabalhos de construção e outros trabalhos não eléctricos. — Para os trabalhos de construção e não eléctricos, realizados na proximidade de instalações eléctricas, como, por exemplo:

a) Trabalhos com equipamentos de elevação de cargas, máquinas de construção ou máquinas de transporte;

b) Trabalhos de construção, instalação e transporte;

c) Trabalhos de pintura e restauro;

deve ser mantida em permanência uma distância apropriada, medida em relação aos condutores e às peças nuas em tensão que se encontrem mais próximos.

Dado que este tipo de trabalhos pode envolver pessoas comuns, esta distância deve ser superior àquela que define o trabalho na vizinhança para pessoas qualificadas ou instruídas.

7.4 — Lista das pessoas qualificadas. — O ORT e cada utilizador da RNT com ligação física a esta devem trocar entre si a lista das pessoas com capacidade para participar nos processos de criação de condições de segurança para

trabalhos que envolvam a respectiva ligação. Esta lista será parte integrante do Protocolo de Exploração a celebrar entre as partes referidas.

7.5 — Registos. — Os processos de criação de condições de segurança para trabalhos no âmbito do presente capítulo, em circuitos de tensão superior a 1 kV, devem ser suportados em registos escritos. Estes registos devem ficar arquivados nas instalações onde forem produzidos por um período de cinco anos, devendo ser apresentados quando se realizem auditorias de segurança.

CAPÍTULO 8

Relacionamento entre o ORT e o ORD

8.1 — Contrato de ligação entre o ORT e o ORD:

8.1.1 — O ORT e o ORD, para efeito da gestão da ligação entre as redes de transporte e de distribuição, devem celebrar um contrato, designado por contrato de ligação entre a RNT e a RND.

8.1.2 — O contrato de ligação entre a RNT e a RND deve estabelecer as relações entre o ORT e o ORD no âmbito da entrega e da recepção de energia eléctrica, do planeamento e da exploração das redes, de forma a permitir o funcionamento do mercado de electricidade em condições de equidade, eficiência, segurança e qualidade de serviço, nos termos da legislação e da regulamentação em vigor.

8.1.3 — O contrato referido nas secções anteriores substitui o contrato de vinculação celebrado nos termos do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho, e terá por base uma minuta homologada pela DGEG, mediante proposta conjunta apresentada pelo ORT e o ORD no prazo de 60 dias após a data de entrada em vigor do presente Regulamento.

8.1.4 — O ORT e o ORD podem propor à DGEG alterações ao contrato de ligação sempre que considerem necessário.

8.1.5 — O ORT e o ORD podem estabelecer mecanismos bilaterais de acompanhamento e facilitação da aplicação do contrato de ligação, nomeadamente através da constituição de comissões conjuntas, que reunirão com a periodicidade necessária.

8.2 — Protocolos de Operação e Condução:

8.2.1 — O operador da RND e o operador da RNT deverão elaborar um ou mais protocolos tendo por objectivo assegurar a coordenação da exploração das instalações sob a sua responsabilidade e designados por Protocolos de Operação e Condução.

8.2.2 — Os Protocolos de Operação e Condução deve estabelecer a caracterização dos pontos de ligação entre a RNT e a RND, incluindo informações sobre protecções, telecomunicações e sinais trocados entre os respectivos operadores, as regras para a execução de manobras, incluindo reposição em serviço após incidente, e as regras para a programação de trabalhos.

8.2.3 — Os Protocolos referidos nas secções anteriores deverão ser revistos, por iniciativa de qualquer das partes, com uma periodicidade mínima de um ano.

CAPÍTULO 9

Padrões de segurança para planeamento da RNT

9.1 — O presente capítulo estabelece as regras e os critérios que definem os «padrões de segurança para planeamento da RNT», previstos no artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, e referidos na secção 1.5, nos termos a seguir indicados.

9.1.1 — A necessidade de construção de novas estruturas da RNT ou o reforço das existentes deve ser proposta para datas de entrada em serviço que assegurem:

9.1.1.1 — O cumprimento de critérios técnicos em todas as situações típicas de funcionamento previsional da RNT ao longo do horizonte de simulação.

9.1.1.2 — A otimização económica global do SEN, a qual pode conduzir à proposta de antecipação do projecto de investimento identificado de acordo com o princípio anterior ou mesmo à proposta de investimentos adicionais.

9.1.1.3 — A conformidade com as políticas de ordenamento do território e de minimização de impacte ambiental ou cumprimento de objectivos nacionais e comunitários de política energética.

9.1.2 — As regras enunciadas nas secções 9.1.1.1 e 9.1.1.2 definem outros tantos níveis de actuação que devem presidir ao planeamento da RNT. Assim:

9.1.2.1 — O planeamento deve reger as suas propostas de reforço da RNT mediante o cumprimento dos princípios e das regras explicitadas neste documento como salvaguarda do bom funcionamento das redes interligadas e da garantia da adequada qualidade no abastecimento dos consumos.

9.1.2.2 — Deve ser tida em conta a vertente económica dos diversos projectos alternativos, privilegiando o que tem maior valor actual.

9.1.2.3 — O mesmo se aplica na identificação de outros projectos que, mesmo não justificados por razões estritas de cumprimento das regras de segurança, possam ter valia técnico-económica.

9.1.3 — Para cumprimento dos critérios técnicos referidos na secção 9.1.1.1, os resultados da simulação da RNT, integrada no conjunto mais global do SEN, devem, em linhas gerais, cumprir os seguintes requisitos:

9.1.3.1 — As variáveis eléctricas tensão e intensidade de corrente deverão respeitar os limites de aceitabilidade de gamas de tensão admissíveis e de carga máximas apontadas na secção 9.4.1 em regime normal, em regime de contingência *n-1*, e no número restrito de contingências *n-2* adiante definidas na tabela n.º 1.

9.1.3.2 — Em nenhum caso de regime normal ou dos regimes de contingência definidos na secção anterior se devem verificar cortes de consumos.

9.1.3.3 — Para os regimes de contingência *n-2* admite-se, no entanto, o recurso a redespachos de produção e reconfigurações topológicas da rede, conforme referido na secção 9.6.

Em particular, no que diz respeito às cargas monoalimentadas a partir da RNT ou à capacidade de transformação garantida em contingência *n-1* nas subestações de entrega à distribuição, deverá ser tido em conta, sempre que relevante, o recurso de alimentação através das redes

da RND. A enumeração das capacidades de recurso a considerar consta do PDIRT.

9.2 — Condições topológicas a considerar:

9.2.1 — A RNT deve ser ensaiada nas três condições de rede a seguir indicadas e os resultados deverão respeitar sempre os limites de aceitabilidade de tensão e de sobrecarga descritos na secção 9.4:

9.2.1.1 — Situação *n*. — Consideram-se todos os elementos da RNT em serviço.

9.2.1.2 — Regime de contingência *n-1*. — Considera-se a falha de um qualquer elemento da RNT (linha simples, circuito de linha dupla, grupo gerador, autotransformador, transformador, bateria de condensadores), devendo nos restantes, sem excepção, não se verificarem violações dos critérios de tensão e de sobrecarga, sem qualquer reconfiguração topológica a nível da RNT.

9.2.1.3 — Regime de contingência *n-2*. — Supõe-se a falha, simultânea ou não, de dois elementos da RNT. O regime de contingência *n-2* não é aplicado genericamente a toda a rede. Deverão apenas ser avaliados os casos apontados na tabela seguinte:

TABELA N.º 1

Condições de simulação do regime de contingência *n-2*

Tipo de falha	Campo de aplicação
Falha simultânea de dois circuitos do mesmo apoio (contingência <i>n-2</i>).	Linhas duplas que ponham em causa o abastecimento das áreas da Grande Lisboa, incluindo a península de Setúbal, e do Grande Porto. Qualquer outra linha dupla de mais de 35 km, excepto «antenas».
Falha de dois elementos quaisquer, não simultânea, com possibilidade de redespacho de produção e reconfiguração da rede, após a primeira falha (contingência <i>n-1-1</i>).	Em toda a rede de 400 kV. Nos autotransformadores inseridos nos eixos com função de grande transporte (todos os ligados nos 400 kV).

No critério proposto para a contingência *n-1-1* admite-se que, após a primeira falta, a reposição do nível de segurança de funcionamento *n-1* possa ser conseguida com recurso a medidas de redespacho ou de reconfiguração de rede.

9.3 — Critérios de estabilidade:

9.3.1 — Considerando todos os elementos da RNT disponíveis e sem qualquer tipo de restrição, o sistema deverá ser transitoriamente estável, apresentando estabilidade na 1.ª oscilação, para os diferentes tipos de defeito e localização descritos na tabela n.º 2 e, ainda, ser dinamicamente estável com um adequado amortecimento das oscilações subsequentes:

TABELA N.º 2

Estabilidade da RNT — Critérios de simulação

Funcionamento dos sistemas de protecção em 1.º nível

Local do defeito	Condições iniciais	Tipo de defeito				Tempo morto (s)	Religação
		Tipo	Eliminação do defeito				
			Tempo (s)	Forma			
400 kV	Sem restrições	Trifásico Fase-terra	0,1 0,1	2 extremos 2 extremos monofásico . .	- 0,9	Não. Mal sucedida com abertura trifásica definitiva.	

2934

Diário da República, 1.ª série—N.º 147—30 de Julho de 2010

Local do defeito	Condições iniciais	Tipo de defeito				Religação
		Tipo	Eliminação do defeito		Tempo morto (s)	
			Tempo (s)	Forma		
220 kV	Sem restrições	Trifásico	0,10	2 extremos	-	Não. Mal sucedida com abertura trifásica definitiva.
		Fase-terra	0,10	2 extremos monofásico . .	0,9	
150 kV	Sem restrições	Trifásico	0,15	2 extremos	-	Não. Mal sucedida com abertura trifásica definitiva.
		Fase-terra	0,15	2 extremos monofásico . .	0,9	

TABELA N.º 3

A tabela n.º 2 comporta defeitos, trifásicos e fase-terra, eliminados por funcionamento dos sistemas de protecção em 1.º nível, isto é, no tempo de actuação mais rápido dos sistemas, e sem religação ou com religação mal sucedida, no caso de defeitos trifásicos ou de defeitos fase-terra, respectivamente.

Para as perturbações referidas anteriormente, não é aceitável que os grupos geradores (excepto eólicos) ligados à rede percam o sincronismo ou se desliguem da mesma.

9.3.2 — No caso dos geradores eólicos é tida em consideração nas simulações a capacidade ou não dos mesmos resistirem às cavas de tensão resultantes de defeitos na rede. Os geradores eólicos que tenham capacidade para suportarem cavas de tensão (*fault ride through capability* — FRTC) devem-se manter ligados perante cavas de tensão resultantes de defeitos na rede sempre que a tensão no enrolamento do lado da rede do transformador de interligação da instalação de produção esteja acima da curva apresentada na figura constante da secção 3.7.4:

Para os geradores eólicos que não tenham capacidade de resistência aos defeitos, a sua resposta perante defeitos na rede é simulada tendo em conta as parametrizações especificadas para as suas protecções.

9.3.3 — Para além das perturbações referidas anteriormente e que servem de base à análise da estabilidade transitória da RNT, são também consideradas perturbações mais severas mas de acontecimento menos provável com o objectivo da caracterização do seu efeito no funcionamento da rede e da tomada de medidas para minimização da sua probabilidade de ocorrência e impacte.

Estas perturbações encontram-se associadas a funcionamentos dos sistemas de protecção da RNT em 2.º nível, correspondentes à actuação da protecção de falha de disjuntor ou à falha de teleprotecção, que conduzem aos tempos de eliminação de defeitos indicados na tabela n.º 2 e que são superiores àqueles que resultam do funcionamento dos sistemas de protecção em 1.º nível.

Condições de simulação mais severas

Funcionamento dos sistemas de protecção em 2.º nível

Local do defeito	Tipo de defeito				Religação
	Tipo	Eliminação em tempo de			
		Falha de disjuntor (s)	Falha de teleprotecção (s)		
400 kV	Trifásico	0,25	0,35	Não	
220 kV	Trifásico	0,30	0,50	Não	
150 kV	Trifásico	0,30	0,50	Não	

Nas condições explicitadas nas tabelas n.ºs 2 e 3 deverão ser cumpridos os seguintes critérios de aceitabilidade das simulações:

9.3.3.1 — O SEN não deverá ser conduzido a situações de perda de geração superior a 2000 MW e o sistema síncrono da UCTE, em conformidade com o critério C3 do controlo primário (incidente de referência), não deverá ser conduzido a situações de perda de geração superior a 3000 MW (desvio máximo instantâneo entre geração e consumo).

9.3.3.2 — Não deverão ocorrer disparos de linhas de interligação.

9.4 — Limites de aceitabilidade de sobrecarga, de tensão e de desvio angular:

9.4.1 — Para os diferentes regimes, normal ou de contingência, os valores estabilizados da tensão, do desvio angular e do desvio de frequência nos barramentos e de carga nos elementos da RNT não devem, salvo em situações restritas resultantes de características particulares de equipamentos, violar os limites indicados nas duas tabelas seguintes:

TABELA N.º 4

CrITÉRIOS de aceitabilidade para desvios de tensão, ângulo e frequência

	Tensão	Desvio angular	Frequência
Sem falha [N]	Dentro da banda estabelecida em funcionamento normal.	Sem restrições particulares	De acordo com regras da UCTE.
Em situação de falha [N-1] . . .	400 kV: 372-420 220 kV: 205-245 150 kV: 140-165 (* 63 kV: 60-66	Máximo de 30º após redespachos realizáveis em quinze minutos.	Idem.
Em situação de falha [N-2] . . .	400 kV: 360-420 220 kV: 198-245	Idem	Idem.

Tensão	Desvio angular	Frequência
150 kV: 135-165 (* 63 kV: 59-66		

(* Tendo em conta a actuação de tomadas de transformadores MAT/AT.

TABELA N.º 5

Critérios de aceitabilidade para sobrecargas temporárias

Sobrecargas temporárias admissíveis [%] (*)

	Época sazonal	t < 20 min Categoria A		20 min < t < 2 h Categoria B	
		Linhas	Transf.	Linhas	Transf.
Sem falha [N].....	Todas	0	0	0	0
Em situação de falha [N-1] ou [N-2].....	Inverno	15	25	0	20
	Intermédia	15	15	0	10
	Verão	15	10	0	5

(*) Valores indicativos da sobrecarga temporária admissível, os quais podem ter pequenas variações em torno do valor indicado, em função da especificidade dos equipamentos constituintes dos elementos das redes.

9.4.2 — Os valores indicativos das sobrecargas temporárias têm como referência as capacidades nominais dos transformadores e as máximas das linhas. No caso das linhas os valores de capacidade máxima de projecto são diferentes consoante a época sazonal, menores de Verão e mais elevados de Inverno.

9.4.3 — Todas as linhas da rede de 400 kV, e bem assim as restantes linhas que alimentam a «Grande Lisboa» e a península de Setúbal, estão incluídas na categoria de sobrecargas B, pelo que não podem ser objecto de sobrecargas temporárias. Contudo, a evolução da estrutura da RNT poderá levar à inclusão de outras linhas nesta categoria B, nomeadamente na zona do «Grande Porto» quando e se os 150 kV forem desactivados.

9.5 — Hipóteses para simulação:

9.5.1 — Previsão de cargas:

9.5.1.1 — A previsão de cargas (potências activa e reactiva) a alimentar pela Rede de Transporte é elaborada para condições de carga máxima e de carga mínima e ainda para situações de carga intermédia com base no registo histórico dos últimos anos. Quando relevante serão tratados os meses típicos de cada uma das épocas sazonais.

O ponto de partida desta previsão corresponde à estimativa, para o ano em curso, das cargas activas simultâneas em cada um dos pontos de entrega (PdE). O valor global da estimativa daqui resultante corresponde à situação de simultaneidade de carga em todos os pontos de entrega e está associado ao do cenário mais provável disponível no documento «Monitorização da segurança de abastecimento», da responsabilidade da DGEG.

9.5.1.2 — Numa perspectiva individual de cada PdE, os seus registos de carga máxima (ou mínima) podem atingir valores que sejam superiores (ou inferiores) aos que constam desta previsão de carga simultânea, pelo facto dos mesmos não estarem referidos a instantes síncronos com os dos outros PdE.

Este ponto de partida é ainda alvo de ajustes com base na informação fornecida pelo ORD, devendo esta entidade fornecer o detalhe dos valores de cargas das suas subestações de distribuição servidas por cada PdE, bem assim como as taxas de crescimento de cada uma delas.

9.5.1.3 — O factor de potência típico de cada PdE a considerar para o estabelecimento das cargas reactivas é calculado com base nos registos históricos dos últimos anos e nas infor-

mações recolhidas junto do ORD sobre as suas políticas futuras no que respeita à compensação daquele factor nas suas redes.

9.5.2 — Produção em regime especial (PRE):

9.5.2.1 — Centrais de cogeração. — A potência deste tipo de centrais é considerada como potência garantida, desde que a análise do seu diagrama anual de funcionamento permita concluir por um padrão de comportamento estável.

9.5.2.2 — Centrais mini-hídricas. — As centrais mini-hídricas são representadas por um equivalente ligado a cada subestação da RNT, que traduz o agregado daquele tipo de produção na área de influência dessa subestação.

Em função da época do ano e do regime de hidraulicidade são considerados factores de produtividade relativos, face ao valor de potência total agregada instalada em cada equivalente. Estes factores podem variar entre 100%, para situações de forte produção em regimes de grande hidraulicidade, até se anular em regimes secos, fora das horas CP.

Em função do comportamento estatístico, o valor máximo de potência garantida em cada um destes agregados de geração mini-hídrica poderá ser inferior ao somatório das potências instaladas.

9.5.2.3 — Centrais eólicas. — As centrais eólicas são representadas através de um equivalente por subestação da RNT, que simula um agregado coerente de toda a produção eólica na área de influência da respectiva subestação.

Esta central equivalente deve ser simulada, com produção entre 10% (mínimo) e 80% (máximo) da sua potência nominal, com vista a avaliar o seu impacto nos trânsitos e no comportamento da RNT, quer em regime permanente, quer em regime perturbado.

Para efeitos de planeamento da transformação mínima necessária em cada subestação para assegurar o abastecimento dos consumos, considera-se que, no estado actual de desenvolvimento da tecnologia deste tipo de centrais, a produção eólica não contribui com qualquer valor de potência garantida.

9.5.2.4 — Outras centrais ao abrigo da PRE. — São simuladas consoante a respectiva especificidade.

9.5.3 — Condições ambientais. — As condições ambientais influenciam as capacidades térmicas de carga dos elementos da RNT. No sentido de adequar e otimizar a utilização dos elementos da rede, o ORD utiliza condições ambientais típicas de referência, diferentes consoante as épocas sazonais e a zona geográfica onde se situam os elementos da RNT.

2936

Diário da República, 1.ª série—N.º 147—30 de Julho de 2010

Nas linhas eléctricas aéreas a determinação da corrente máxima admissível é efectuada de acordo com o modelo de Kuipers-Brown, o qual tem em conta a dissipação térmica da energia eléctrica nos condutores com o meio envolvente em termos de energia radiante:

$$I_{max} \cdot R_t + A \cdot R \cdot D = 8,55 \cdot (T_p - T_a) \cdot (V \cdot D)^{0,448} + \pi \cdot E \cdot C \cdot D (T_p^4 - T_a^4)$$

em que:

I_{max} — intensidade de corrente máxima no condutor: A;

R_t — resistência do condutor: Ω/m ;

A — coeficiente de absorção solar: 0,5;

R ;

Intensidade de radiação solar durante o dia: 1000 W/m²;

Intensidade de radiação solar durante a noite: 0 W/m²;

D — diâmetro do condutor: m;

T_p — temperatura de projecto dos condutores: K;

T_a — temperatura ambiente: K;

V — velocidade do vento: 0,6 m/s;

E — poder emissivo do condutor relativamente a um corpo negro: 0,6,

C — constante de Stefan: $5,7 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2/\text{K}^4$.

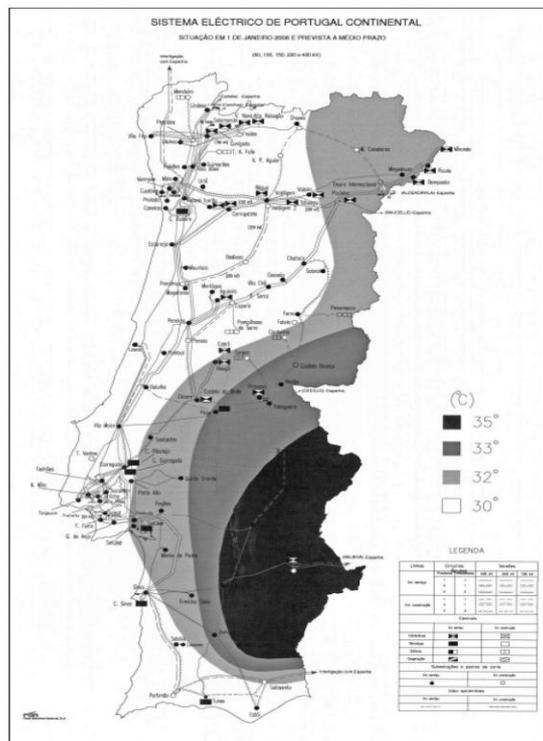
Consoante a época sazonal as temperaturas ambientes de referência situam-se nas gamas a seguir indicadas:

a) Meses de Verão — de 30°C a 35°C;

b) Meses de Inverno — 15°C;

c) Restantes meses do ano — de 20°C a 25°C.

O mapa seguinte mostra as isotérmicas que definem a temperatura máxima de referência para a época sazonal de Verão, a utilizar nas instalações e linhas da RNT no âmbito deste documento.



9.5.4 — Planos de produção e de cargas:

9.5.4.1 — Na óptica do planeamento e análise da RNT, os casos de referência para simulação do SEN devem ter em conta, desde que relevante, as seguintes situações típicas de funcionamento, resultantes do cruzamento entre a época sazonal, o patamar de carga e o regime hidrológico:

Inverno — situações de carga para abastecimento dos consumos nos períodos de ponta, intermédio e de vazio, cruzados com os regimes hidrológicos seco e húmido;

Verão — situações de carga para abastecimento dos consumos nos períodos de ponta, intermédio e de vazio, para o regime hidrológico seco;

Restantes épocas sazonais — cargas representativas da época, para os regimes hidrológicos seco e húmido.

9.5.4.2 — Colocação das instalações de produção. — Assumindo a assistência de mecanismos de mercado eficientes, as instalações de produção serão colocadas em serviço de acordo com a sua ordem de mérito, a qual será definida tendo em conta, por um lado, a prática do gestor do sistema e do agente comercial e, por outro, os custos variáveis previstos para o médio e longo prazos nos estudos de expansão de instalações de produção do SEN e as características relevantes das centrais PRE.

9.5.4.3 — Reserva terciária. — A reserva terciária deve respeitar os critérios da UCTE. Em termos da sua quantificação prática para efeitos de simulação em planeamento, o valor desta reserva deve corresponder ao somatório da potência do maior grupo em serviço acrescida de 2% da carga da rede, distribuída de acordo com a prática do gestor do sistema.

9.5.4.4 — Indisponibilidades. — Para efeito de análise dos trânsitos máximos na RNT, deverá ser sempre considerado indisponível um dos grupos mais potentes instalados no SEN, na localização mais desfavorável consoante as condições de carga/situação hidrológica da RNT a ser ensaiada. Esta regra é aplicada *a priori* das análises de funcionamento referidas no ponto 3 («Condições topológicas a considerar»).

9.5.4.5 — Saldo de troca nas interligações. — A verificação da adequação das situações previsionais de funcionamento da RNT deverá contemplar cenários de saldo de troca nas interligações de acordo com os objectivos definidos no âmbito do MIBEL.

Actualmente os valores de saldo de troca para os quais se «validam» as situações de rede situam-se na gama dos 3000 MW, tanto de importação como de exportação, com tendência crescente acompanhando o natural reforço de investimento conjugado das redes de transporte de Portugal e de Espanha.

Estes valores, que se afiguram adequados no presente, deverão ser periodicamente actualizados.

9.5.5 — Sistemas de comando, controlo e protecção. — Para efeitos deste Regulamento, pressupõe-se que os sistemas de comando, controlo e protecção, e bem assim os sistemas de comunicações que asseguram as suas funcionalidades, efectuem correctamente a eliminação dos defeitos que afectam a RNT.

Acrescenta-se que, os sistemas de protecção podem ser dotados de níveis diferenciados de fiabilidade no desempenho, consoante as necessidades. É o caso da possibilidade de duplicação de protecções para uma mesma função e o da existência de funções que, entre outros objectivos, funcionam como recurso perante falhas de outras protecções. Este facto, e admitindo uma correcta actuação a nível de

acompanhamento e manutenção destes sistemas, permite sustentar a posição expressa na secção anterior, por tornar bastante improvável uma falha em cascata do sistema de protecções que leve a disparos não selectivos envolvendo áreas alargadas da RNT.

Algumas situações de funcionamento em 2.º nível (maior tempo de actuação) destes sistemas poderão, no entanto, ser consideradas em análises particulares de contingências mais severas, referidas na secção 9.6.2.

9.6 — Casos especiais:

9.6.1 — Casos especiais das cargas mono-alimentadas. — As «antenas» e casos equivalentes de ligações em «T» para alimentação de cargas ou de transformadores únicos em subestações são aceitáveis temporariamente desde que qualquer falha de alimentação pela RNT possa ser compensada, mediante acordo prévio com o ORD, em tempo adequado, por recurso integral à RND, ou seja, desde que:

a) A reposição dos consumos possa ser efectuada por telecomando das redes de AT da RND, o que, em princípio, é conseguido num curto intervalo de tempo;

b) A carga servida não ultrapasse um limite máximo de ponta que se encontra fixado em 70 MW, sem prejuízo de eventuais excepções, limitadas no tempo, sustentadas por uma análise técnico-económica que, nomeadamente, deverá ter em conta a fiabilidade da própria alimentação da RNT e a eficácia de disponibilização de recurso por parte da RND.

Nas zonas da Grande Lisboa e do Grande Porto, na ausência de indisponibilidades, terá sempre de haver garantia «n-1» para os consumos abastecidos pela RNT. Entende-se que, para atingir este objectivo, se possa recorrer a configurações conjuntas malhadas envolvendo a RNT e a RND.

9.6.2 — Casos especiais de contingências mais severas:

9.6.2.1 — Deverão ser analisados casos especiais de contingências mais severas como a perda simultânea de quaisquer dois elementos da RNT, a perda de todos os circuitos num determinado corredor ou a perda de um barramento de uma subestação, na presença ou não de um defeito trifásico simétrico eliminado por funcionamento em 1.º nível do sistema de protecção.

9.6.2.2 — Devem ser verificadas as consequências da perda de um barramento nas zonas críticas (rede de 400 kV e zonas de abastecimento da Grande Lisboa e do Grande Porto), situações estas que serão periodicamente simuladas, pelo menos de quatro em quatro anos.

9.6.2.3 — Em qualquer um destes casos deverá ser evitado o risco, quer de instabilidade global do sistema, quer de colapsos de tensão em zonas extensas ou importantes do sistema.

Admitem-se eventuais instabilidades limitadas espacialmente ou perdas de grupos que fiquem isolados em antena ou em pequenas «ilhas» do sistema. No que respeita a colapsos de tensão apenas se admitem perdas de zonas ou nós da rede geograficamente limitados no sistema.

9.6.2.4 — Não se pretende que, por regra, sejam tomadas medidas de investimento que eliminem na totalidade as consequências destas situações de contingência mais severa, o que seria proibitivo do ponto de vista económico. As conclusões que daqui se extraem deverão ser ponderadas no sentido de influenciar algumas decisões de planeamento com o objectivo de minorar as consequências, dentro do possível, ou de alertar a operação da rede para a necessidade de elaborar medidas de limitação dessas mesmas consequências.

CAPÍTULO 10

Disposições finais e transitórias

10.1 — Elaboração do acordo de ligação à RNT. — O ORT e os utilizadores que se encontrem ligados à RNT à data da entrada em vigor do presente Regulamento, no prazo de 12 meses a contar desta data, estão obrigadas a celebrar um acordo de ligação à RNT, cabendo ao ORT promover a celebração do mesmo. Exceptuam-se da secção anterior os casos em que, na data referida, já existam acordos ou contratos que as partes envolvidas, por consenso, decidam manter até ao seu termo.

10.2 — Actualização do Protocolo de Exploração. — O ORT e os utilizadores que se encontrem ligados à RNT à data da entrada em vigor do presente Regulamento, no prazo de 12 meses a contar desta data, estão obrigadas a proceder às alterações necessárias no Protocolo de Exploração para o tornar conforme com as disposições naquele contidas.

10.3 — Aplicação do RRT a instalações de produção eólicas:

10.3.1 — O cumprimento das disposições da secção 3.7 é obrigatório para todos os promotores das instalações de produção eólicas que venham a obter licença de exploração após a data de entrada em vigor do presente Regulamento, devendo os mesmos apresentar à DGEG e ao ORT, previamente à emissão da licença de exploração, a declaração do fabricante de acordo com o exposto na secção 3.7.7.

10.3.2 — As instalações de produção eólicas nas condições da secção 10.3.1 e que tenham obtido a licença de exploração até 18 meses após a data de entrada em vigor do presente Regulamento dispõem de um prazo máximo de 6 meses, contados a partir da data da obtenção da referida licença, para realizar as modificações técnicas necessárias e apresentar a declaração do fabricante. As instalações de produção eólicas que obtenham a licença de exploração depois de passados 18 meses após a data da entrada em vigor do presente Regulamento têm de cumprir as disposições da secção 3.7 a partir da data da obtenção da referida licença.

10.3.3 — As instalações de produção eólicas que tenham obtido a licença de exploração previamente à data de entrada em vigor do presente Regulamento são obrigadas a cumprir o disposto nas secções 3.7.3 a 3.7.9, devendo realizar as modificações técnicas necessárias na sua instalação de produção e apresentar à DGEG a declaração do fabricante de acordo com a secção 3.7.7.

10.3.4 — As instalações de produção eólicas nas condições da secção 10.3.3 dispõem de um prazo máximo de 12 meses, contados a partir da data de entrada em vigor do presente Regulamento, para realizar as modificações técnicas necessárias e apresentar a declaração do fabricante.

10.3.5 — A DGEG, ouvida o ORT, poderá isentar do cumprimento das obrigações os promotores das instalações de produção eólicas nas condições da secção 10.3.3 que demonstrem técnica ou economicamente, através da apresentação de uma memória descritiva e justificativa, a não viabilidade das modificações técnicas necessárias ao cumprimento do disposto nas secções 3.7.3 a 3.7.9, não tendo estes promotores direito a benefícios atribuíveis pela legislação no âmbito do cumprimento das referidas obrigações. Os promotores nestas condições dispõem de um prazo máximo de seis meses, contados a partir da data de entrada em vigor do presente Regulamento, para apresentar à DGEG a referida demonstração.



07 ANEXOS

ANEXO 2

RMSA-E 2023 | CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS;
PNEC 2021-2030 | OBJETIVOS DE FER PARA
2030

REN 

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

CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

1. Horizonte e âmbito territorial

O estudo terá o horizonte 2024-2040, com detalhe anual em 2024, 2025, 2030, 2035 e 2040, incluindo, portanto, os anos definidos no n.º 2 da alínea a) do artigo 4.º do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática. O estudo será relativo ao sistema elétrico de Portugal Continental.

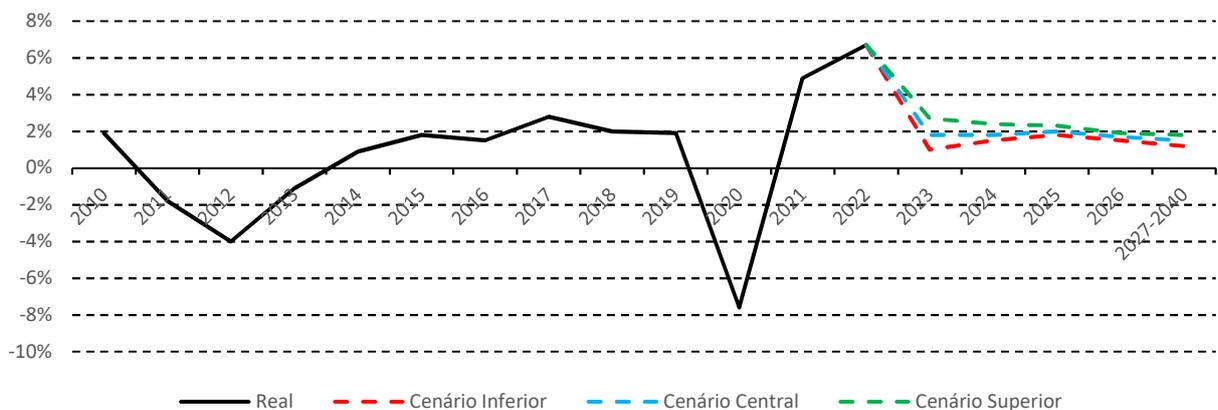
2. Cenários macroeconómicos

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

3. Pressupostos de oferta

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

3.1. Cenários de oferta

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

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

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

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

* Capacidade máxima

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

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

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

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



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

*Capacidade máxima

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

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

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

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

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

* Capacidade máxima

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

4. Pressupostos de procura

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

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

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

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

4.1. Eficiência energética

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

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

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

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

Fonte: ADENE (Modelação ELPRE 2050)

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

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

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

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

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

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

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

Fonte: Estimativa DGEG

4.2. Mobilidade elétrica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.3. Autoconsumo

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

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

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

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

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

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

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

Tabela 17 – Previsão de evolução do autoconsumo (GWh)

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

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

4.4. Hidrogénio verde

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

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

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

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

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

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

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

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

4.5. Grandes consumos industriais

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

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

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

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

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

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

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

4.6. Cenários de procura

Tabela 20 – Cenário Central Conservador

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

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

Tabela 21 – Cenário Central Ambição

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

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

⁹ Taxa de variação homóloga

¹⁰ Taxa de variação homóloga

Tabela 22 – Cenário Superior Ambição

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

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

Tabela 23 – Cenário Inferior Conservador

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

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

¹¹ Taxa de variação homóloga

¹² Taxa de variação homóloga

Tabela 24 – Cenário Superior Ambição – Teste de Stress

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

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

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

5. Outros pressupostos

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

5.1. Preços dos combustíveis

Tabela 25 – Previsão de evolução dos preços dos principais combustíveis

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

¹³ Taxa de variação homóloga

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

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

5.2. Preços das Licenças de CO₂

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

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

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

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

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

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

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

5.3. Tributação do gás utilizado nas centrais termoelétricas

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

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

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

6. Análises e Indicadores

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

Perspetivas de evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Portugal no horizonte 2030

Fonte: Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 -- PNEC 2030 Atualização/Revisão de 2024 (pág. 60)

mobilidade ativa e partilhada, constitui também uma importante medida de descarbonização e de eficiência energética a prosseguir.

Os transportes são um dos principais setores consumidores de energia, tendo-se revelado uma área desafiante na descarbonização e introdução de fontes de energia alternativas. Assim, este deve ser cada vez mais um setor prioritário na definição de políticas e medidas com vista à sua descarbonização, tendo sempre em atenção que este é um setor transversal e sensível, com impacto em quase todos os restantes setores de atividade e, por conseguinte, com reflexo na competitividade da economia.

iii. Trajetórias estimadas por tecnologia de energia renovável que o Estado-Membro prevê utilizar de modo a cumprir as trajetórias gerais e setoriais para a energia renovável entre 2021 e 2030²⁶

Face ao cenário prospetivado para a evolução do setor eletroprodutor em Portugal, ilustra-se na tabela seguinte a evolução da capacidade instalada esperada, desagregada por tecnologia, para o horizonte 2030 para efeitos de cumprimento dos objetivos estabelecidos para este setor e com impactos noutros setores.

Tabela 11 - Perspetivas de evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Portugal no horizonte 2030, com base nas políticas e medidas planeadas - Cenário WAM

(GW)	2025	2030
Hídrica	8,1	8,1
<i>da qual em bombagem</i>	3,6	3,9
Eólica*	6,3	12,4
Eólica onshore	6,3	10,4
Eólica offshore	0,03	2,0
Solar Fotovoltaico*	8,4	20,8
do qual centralizado	6,1	15,1
do qual descentralizado	2,8	5,7
Solar Térmico Concentrado**	0	0
Biomassa/Biogás e resíduos	1,3	1,3
Geotermia	0,1	0,1
Ondas	0	0,2
Gás Natural	4,8	3,5
Produtos Petrolíferos	0,6	0,5
Armazenamento (Baterias)	0,5	2,0
TOTAL	31	48

* Inclui capacidade instalada para a produção de hidrogénio.

** Esta tecnologia é identificada em 2040, onde se prevê uma capacidade instalada de 600 MW

O aumento da capacidade instalada para a produção de eletricidade entre 2020 e 2030 reflete a descarbonização do sistema eletroprodutor e procura responder às necessidades de eletricidade decorrentes da eletrificação no geral e em particular do desenvolvimento da indústria verde em Portugal. A perspetiva de evolução da capacidade instalada, designadamente, em eólica offshore e ondas, conduzirá ao cumprimento da meta indicativa para tecnologias inovadoras de energias renováveis de pelo menos 5 % da nova capacidade de energias renováveis instalada até 2030, conforme disposto na REDIII.

²⁶ Incluindo o consumo final bruto de energia total esperado, por tecnologia e setor em Mtep, e a capacidade instalada total planeada (dividida por nova capacidade e repotenciação) por tecnologia e setor, em MW.



07 ANEXOS

ANEXO 3

LISTA DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

REN 

Projetos Base

Bloco de Projetos	Código Projeto	Designação dos projetos	PROJETOS BASE			Ponto de situação dos projetos (*)		Transferências para exploração [M€]							
			Data prevista para Entrada-em-Serviço	Âmbito	Decisão final de investimento	Licenciamento (*)	Estado dos trabalhos	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034		
	PR2316	Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Alqueva	2025-2026	Gestão Fim de Vida Util de Ativos	Sim	N/A	Iniciado	3.9	2.4						
	PR2317	Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Bodiosa	2028-2029	Gestão Fim de Vida Util de Ativos	Sim	N/A	Não Iniciado						2.8	2.9	
	PR2318	Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Lavos	2028-2029	Gestão Fim de Vida Util de Ativos	Sim	N/A	Não Iniciado						3.2	4.3	
	PR2319	Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Trafaria	2027-2028	Gestão Fim de Vida Util de Ativos	Sim	N/A	Não Iniciado					3.1	2.8		
	PR2320	Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Paraimo	2028-2029	Gestão Fim de Vida Util de Ativos	Sim	N/A	Não Iniciado						3.1	4.7	
	PR2321	Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo da Batalha	2027-2029	Gestão Fim de Vida Util de Ativos	Sim	N/A	Não Iniciado					1.3	3.2	3.3	
	PR2322	Recondicionamento de transformadores	2027-2029	Gestão Fim de Vida Util de Ativos	Sim	N/A	Não Iniciado					2.0	1.5	1.5	
	PR2324	Remodelação dos Sistemas de Alimentação, Proteção, Automação e Controlo	2026-2029	Gestão Fim de Vida Util de Ativos	Sim	N/A	Não Iniciado	1.5	3.6	1.1	1.1				
	PR2325	Substituição/Recondicionamento de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)	2026-2029	Gestão Fim de Vida Util de Ativos	Sim	N/A	Iniciado	8.8	8.3	12.3	11.2				
	PR2326	Monitorização de Ativos	2026-2029	Gestão Fim de Vida Util de Ativos	Sim	N/A	Iniciado	3.0	1.7	1.5	0.8				
	PR2327	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	2026-2027	Gestão Fim de Vida Util de Ativos	Sim	N/A	Não Iniciado	0.5	1.0						
	PR2328	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	2026-2029	Gestão Fim de Vida Util de Ativos	Sim	N/A	Iniciado	2.0	2.0	2.0	1.5				
	PR2329	Ambiente e Sustentabilidade	2026-2029	Resiliência Adapt. às Alt. Climáticas	Sim	N/A	Iniciado	5.8	4.6	2.4	6.2				
	PR2330	Remodelação de Linhas	2026-2029	Gestão Fim de Vida Util de Ativos	Sim	N/A	Iniciado	5.5	4.8	4.4	4.3				
	PR2331	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Adaptação Meio Envolvente Infraestruturas	2027-2029	Resiliência Adapt. às Alt. Climáticas	Sim	N/A	Não Iniciado			9.0	9.0				
	PR9999	Gestão de fim de vida útil de ativos no período 2030-2034	2030-2034	Gestão Fim de Vida Util de Ativos	-	-	-								213.8
Faixa litoral a Norte do Grande Porto	PR2314	Reforço de Transformação em Oleiros - substituição de unidade existente	2030	Ligação à RND	Não	Sem Processo	Não Iniciado								2.5
	PR2401	Reforço de Transformação em Riba de Ave	2027	Ligação à RND	Sim	Sem Processo	Não Iniciado				6.1				
	PR2418	Reforço de Transformação em Fafe	2030	Ligação à RND	Não	Sem Processo	Não Iniciado								4.1
Trás-os-Montes e eixo do Douro	PR1913	Melhoria de Alimentação a Macedo de Cavaleiros	2028	Ligação à RND	Sim	Sem processo	Não Iniciado						2.6		
	PR2415	Reforço de transformação em Canelas - Fase 1 - Substituição de unidade existente	2029	Ligação à RND	Sim	Sem Processo	Não Iniciado								2.6
Grande Porto	PR2416	Reforço de transformação em Prelada	2033	Ligação à RND	Não	Sem Processo	Não Iniciado								5.2
	PR2419	Reforço de transformação em Canelas - Fase 2 - Substituição de unidade existente	2032	Ligação à RND	Não	Sem Processo	Não Iniciado								2.6
Faixa litoral entre G. Porto e G. Lisboa	PR1041	Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira	2028	Ligação à RND	Sim	Sem processo	Não Iniciado						5.9		
	PR2312	Reforço de transformação em Mourisca - Substituição de unidade existente	2028	Ligação à RND	Sim	Sem Processo	Não Iniciado						2.7		
	PR2313	Reforço de Transformação em Santarém - 3º transformador 220/60 kV	2031	Ligação à RND	Não	Sem Processo	Não Iniciado								4.5
	PR2315	Reforço de Transformação na Feira - 3º transformador 400/60 kV	2028	Ligação à RND	Sim	Sem Processo	Não Iniciado						4.6		
Beira interior	PR2412	Compensação de reativa - 4ª fase	2028	Operacionalidade Global do SEN	Sim	N/A	Não Iniciado						4.4		
Grande Lisboa e Península de Setúbal	PR2411	Compensação de reativa - 3ª fase	2028	Operacionalidade Global do SEN	Sim ⁽¹⁾	N/A	Não Iniciado						25.0		
	PR2417	Reforço de transformação em Alto de São João	2034	Ligação à RND	Não	Sem Processo	Não Iniciado								5.2
	PR2106	2 PL (Ourique e Castro Verde) a 60 kV em Ourique	2027	Ligação à RND	Sim	Sem processo	Não Iniciado				1.3				
Alentejo	PR1006	Compensação de reativa - 1ª fase	2027	Operacionalidade Global do SEN	Sim	N/A	Não Iniciado					4.4			
	PR1511	Compensação de reativa - 2ª fase	2029	Operacionalidade Global do SEN	Sim ⁽¹⁾	N/A	Não Iniciado							25.0	
	PR2332	Instalação de Compensador Síncrono na RNT - 1ª fase	2029	Operacionalidade Global do SEN	Sim ⁽⁴⁾	Sem Processo	Não Iniciado							65.0	
	PR2333	Instalação de Compensador Síncrono na RNT - 2ª fase	2032	Operacionalidade Global do SEN	Não	Sem Processo	Não Iniciado								65.0
Capacitação da RNT para ligação de pequena produção atribuída na RND	PR2113	Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND / potência atrib. - Bloco 3	2028	Ligação à RND	Sim	Sem processo	Não Iniciado						4.1		
Inovação		Agenda Transform	2025	Inovação	Sim	N/A	Iniciado	5.1							
RNT		Investimento em Cibersegurança e IT	2025-2034		Sim 2025 a 2028	-	-	4.7	9.6	8.5	5.5	6.5	6.5	35.0	
RNT	GG5+RTS+Edifícios	Investimento Gestão Global do Sistema Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios	2025-2034	Operacionalidade Global do SEN	Sim 2025 a 2028	-	-	5.6	9.3	5.3	6.3	4.2	4.2	24.0	
RNT		Investimento corrente urgente	2025-2034	Investimento corrente urgente	Sim 2025 a 2028	-	-	8.0	8.0	8.0	8.0				
RNT		Investimento em Equipamento não básico	2025-2034	Investimento em Equipamento não básico	Sim 2025 a 2028	-	-	4.1	4.0	4.0	4.3	3.8	3.8	20.2	
Total de transferências para exploração (TEE+GG5)								31.5	60.4	79.0	122.8	158.0	382.1		

(*) Ponto de Situação do Licenciamento: ver nota explicativa (*) mais abaixo nesta página.

(*) Ponto de situação dos projetos atualizado a setembro de 2024.

(*) Para suporte a uma decisão final sobre a instalação destes dispositivos, o ORT manterá a devida monitorização da RNT e do SEN, designadamente quanto aos perfis de tensão na rede e do contributo da nova geração renovável para esse controlo, bem como o número de horas anuais em que as dificuldades de controlo de tensão se revelam e a quantidade de linhas que seja necessário desligar como contributo para esse controlo, com a devida ponderação sobre os riscos que esta ação acarreta em termos da estrutura da rede e de integridade e longevidade dos seus ativos

(*) A decisão final sobre a instalação do compensador síncrono depende da monitorização do comportamento da rede, no caso do compensador síncrono, associado aos valores de inércia presentes na rede e da avaliação sobre o número de horas em que a rede opera com valores de inércia abaixo de um limiar a definir, tendo em conta a metodologia que a ENTSO-E se encontra a desenvolver

Tem-se assistido a um aumento nos custos em toda a cadeia de valor, refletindo-se nos preços de mercado a que o operador tem acesso, quer aos nível dos materiais, bens, serviços, quer ao nível das empreitadas, agravadas pela pandemia e deflagração de conflitos armados. Os valores previsionais dos projetos, estimados aquando da preparação deste PDIRT, podem assim variar, em função da evolução dos preços de mercado e da própria definição em concreto dos respetivos projetos de execução que na presente sede ainda não se encontram definidos na generalidade dos casos.

Projetos Complementares

Código Projeto	Designação dos projetos	Datas indicativas	PROJETOS COMPLEMENTARES			Decisão final de investimento (*)	Ponto de situação dos projetos (*)		Transferências para exploração [M€]
			Ligação a polos de consumo	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energias renováveis (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade		Licenciamento (*)	Estado dos trabalhos	
PR1907	Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT	2028-2029		X		*	N/A	Não Iniciado	5.6
PR2403	Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 1	2029	X			*	Sem processo	Não Iniciado	70.1
PR2406	Flexibilidade de operação da rede na zona de Trás-os-Montes - Fase 2	2029		X		*	Sem processo	Não Iniciado	65.9
PR2407	Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 1	2029		X		*	Sem processo	Não Iniciado	47.7
PR0968	Criação do injetor Pegões	2032-2033	X			*	Sem processo	Não Iniciado	7.3
PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1	2032-2034			X	*	Sem processo	Não Iniciado	15.5
PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2				X	*	Sem processo	Não Iniciado	28.7
PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3				X	*	Sem processo	Não Iniciado	24.3
PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1	2032-2034			X	*	Sem processo	Não Iniciado	21.1
PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2				X	*	Sem processo	Não Iniciado	18.8
PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3				X	*	Sem processo	Não Iniciado	18.8
PR1431	Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro	2031-2033			X	*	Sem processo	Não Iniciado	13.0
PR2408	Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 2	2029-2031		X		*	Sem processo	Não Iniciado	4.8
PR2409	Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 3	2030-2032		X		*	Sem processo	Não Iniciado	131.0
PR2410	Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 2	2031-2033		X		*	Sem processo	Não Iniciado	59.5
PR2413	Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 2	2031	X			*	Sem processo	Não Iniciado	26.7
PR2414	Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo	2030-2031		X		*	Sem processo	Não Iniciado	80 a 145

(*) Sem prejuízo de uma análise caso-a-caso, para a generalidade dos Projetos Complementares cujos estudos não foram iniciados deve ser acatado um período mínimo tipicamente de três anos (nalguns casos quatro a cinco, se incluírem linhas aéreas ou ainda cuja complexidade e disponibilidade de mercado o aconselhem), entre uma decisão final de investimento e a sua entrada em exploração.

(*) Ponto de Situação do Licenciamento: ver nota explicativa (*) mais abaixo nesta página.

(*) Ponto de situação dos projetos atualizado a setembro de 2024.

(*) Nota explicativa - Ponto de Situação do Licenciamento:

Sem Processo - Processo não entrado na DGEG.

Com Processo - Processo entrado na DGEG. Não necessita de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA).

AIA - Processo entrado na DGEG. Em Avaliação de Impacte Ambiental.

DIA - Processo entrado na DGEG. Declaração de Impacte Ambiental (DIA) favorável condicionada emitida.

Éditos - Processo entrado na DGEG. Publicação no Diário da República e jornal nacional já concretizada.

Sem Licença - Processo entrado na DGEG. Processos de AIA e de licenciamento concluídos aguardando a emissão da licença.

Tem-se assistido a um aumento nos custos em toda a cadeia de valor, refletindo-se nos preços de mercado a que o operador tem acesso, quer aos nível dos materiais, bens, serviços, quer ao nível das empreitadas, agravadas pela pandemia e deflagração de conflitos armados. Os valores previsionais dos projetos, estimados aquando da preparação deste PDIRT, podem assim variar, em função da evolução dos preços de mercado e da própria definição em concreto dos respetivos projetos de execução que na presente sede ainda não se encontram definidos na generalidade dos casos.

Situação dos projetos do PDIRT ao longo das anteriores propostas de Plano ⁽¹⁾

Projetos Base

Código Projeto	Descrição do Projeto	PDIRT 2014-2023	PDIRT 2016-2025	PDIRT 2018-2027	PDIRT 2020-2029	PDIRT 2022-2031
PR2102	Remodelação dos sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos MA de Recarei					
PR1614	Substituição do 1 transformador de Vila Pouca de Aguiar					
PR1510	3 substituição do transformador na subestação do Carregado					
PR2103	Remodelação sistemas Proteção, Automação e Controlo de Vila Pouca Aguiar					
PR1915	Remodelação sistemas Proteção, Automação e Controlo de Portimão					
PR2101	Remodelação dos sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos MA de Custóias					
PR2104	Remodelação sistemas Proteção, Automação e Controlo de Castelo Branco					
PR2107	Remodelação sistemas Proteção, Automação e Controlo de Sete Rios					
PR1919	Reforço do Nível de Isolamento em subestações - Aplicação de R	(PR1434)	(PR1434)	(PR1434)		
PR1513	Substituição de autotransformador na subestação de Palmela					
PR1512	Substituição de transformador na subestação de Pereiros	(PR1406)				
PR1615	Substituição do 1 transformador de Rio Maior					
PR2118	Remodelação sistemas Proteção, Automação e Controlo da Caniçada					
PR1920	Monitorização de Ativos	(PR1438)		(PR1616)		
PR2121	Remodelação dos sistemas de Alimentação, Proteção, Automação e Controlo	(PR1428)	(PR1428)	(PR1428)	(PR1921)	
PR2122	Substituição Recondicionamento de Aparelhagem MA (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)	(PR1439)	(PR1439)	(PR1439)	(PR1924)	
PR1922	Recondicionamento de transformadores	(PR1433)	(PR1433)	(PR1433)		
PR1923	Reconstrução Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	(PR1435)	(PR1435)	(PR1435)		
PR2105	Remodelação de linhas	(PR1444)	(PR1444)	(PR1444)	(PR1918)	
PR2123	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Infraestrutura					
PR2119	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Estação Integrada da Vegetação					
	Estação de fim de vida útil de ativos no período 2027-2031					
PR0910	Articulação 400/150 em Ponte de Lima - 1 fase					
PR1401	Articulação 400/150 em Ponte de Lima - 2 fase					
PR1912	Articulação 400/150 em Ponte de Lima - 3 fase					
PR1913	Melhoria de Alimentação a Macedo de Cavaleiros					
PR1006	Compensação de reativa - 1 fase					
PR1041	Nova ligação a 220 R. Maior-Carvoeira					
PR1511	Compensação de reativa - 2 fase					
PR1906	Passagem a 400 da linha Armamar Paraimo 2 a 220					
PR0639	Reforço de transformação em Divor - 2 transformador 400/60					
PR1223	P (to André) a 60 em Inês					
PR2106	2 P (Ourique e Castro Verde) a 60 em Ourique					
PR2111	Capac.RN -lig. múltip. peq. unid. prod. RND c potência atrib. - loco 1					
PR2112	Capac.RN -lig. múltip. peq. unid. prod. RND c potência atrib. - loco 2					
PR2113	Capac.RN -lig. múltip. peq. unid. prod. RND c potência atrib. - loco 3					
R Edifícios	Investimento Estação Global do Sistema e Edifícios					

Projetos Complementares

Código Projeto	Descrição do Projeto	PDIRT 2014-2023	PDIRT 2016-2025	PDIRT 2018-2027	PDIRT 2020-2029	PDIRT 2022-2031
PR2107	Reforço da RN a 400 na zona do Minho					
PR2115	Otimização ocupação territorial infraestruturas da RN loco 1					
PR2116	Otimização ocupação territorial infraestruturas da RN loco 2					
PR2109	Receção de energia offshore ao largo de .Castelo - Fase 2					
PR0913	Ligação a 220 .P.Aguiar-Carrapatelo					
PR1907	Reforço da capacidade de transporte em linhas da RN					
PR1207	Ligação a 400 Ribeira de Pena - Lagoaça					
PR0911	Nova linha 400 Pedralva obrado					
PR1431	Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro					
PR0968	Criação do injetor Pegões					
PR2110	Receção de energia offshore ao largo de .Castelo - Fase 3					
PR1210	Reformulação da rede de 220 na zona do Porto - Fase 1					
PR1210	Reformulação da rede de 220 na zona do Porto - Fase 2					
PR1210	Reformulação da rede de 220 na zona do Porto - Fase 3					
PR1211	Reformulação da rede de 220 na zona de isboa - Fase 1					
PR1211	Reformulação da rede de 220 na zona de isboa - Fase 2					
PR1211	Reformulação da rede de 220 na zona de isboa - Fase 3					

(1) - A análise aqui apresentada tomou como ponto de partida o PDIRT 2014-2023, o primeiro a ser realizado ao abrigo das alterações ao D 172/2006 introduzidas pelo D 215/2012, de 8 de outubro. Não obstante, uma pequena parte dos projetos aqui listados já faziam parte de anteriores propostas de Plano.



07 ANEXOS

ANEXO 4

PROPOSTAS ANTERIORES DE PDIRT

REN 

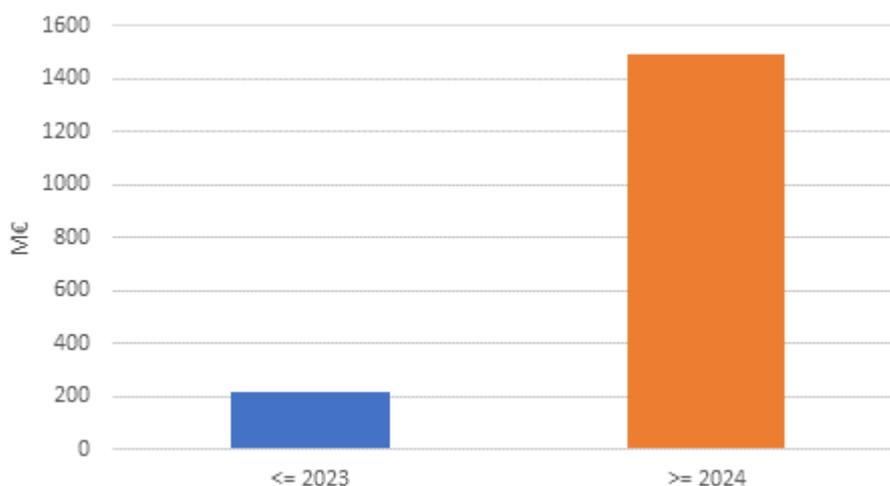
Propostas Anteriores de PDIRT e outros Projetos em Curso

As propostas anteriores do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte ("PDIRT"), especificamente os relativos aos períodos 2018-2027, 2020-2029 e 2022-2031, continham projetos de desenvolvimento e de modernização da Rede Nacional de Transporte de eletricidade ("RNT") com um calendário de execução que coincide em parte com o da atual proposta de PDIRT para o período 2025-2034.

À semelhança da proposta de PDIRT 2022-2031, apresenta-se, neste anexo, a síntese do ponto de situação da execução dos principais projetos de investimento já apreciados e aprovados em edições de Plano anteriores ou através de procedimentos de aprovação autónomos.

Os projetos já realizados até ao final de 2023¹ totalizam, a custos diretos externos, cerca. de 216 M€. Adicionalmente, encontram-se iniciados ou já em execução os demais projetos aprovados, num montante estimado, também a custos diretos externos, de ca. de 1.492 M€.

Investimento realizado / a realizar de projetos aprovados em PDIRT anteriores ou através de procedimentos de aprovação autónomos (valores a custos diretos externos)



A conclusão de alguns dos referidos investimentos tem sido atrasada devido a diversos fatores, entre outros, a disponibilidade de capacidade de resposta do mercado, a necessária coordenação das indisponibilidades dos elementos da RNT e de instalações a esta ligadas, coordenação com os operadores da rede de transporte espanhola e da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade e, com maior relevância para os projetos de desenvolvimento da RNT, atrasos na obtenção das respetivas licenças de estabelecimento, face às estimativas iniciais.

O ponto de situação da realização de cada projeto encontra-se expresso na tabela seguinte.

¹ A estimativa do investimento dos projetos a concluir após 2023 foi atualizada aquando dos trabalhos de elaboração da presente proposta de PDIRT.

Projetos Base

Bloco de Projetos	Código Projeto	Designação dos projetos	PROJETOS BASE			Ponto de Situação do Projeto ⁽¹⁾	Valor transferido (CDE) ⁽²⁾	Estimativa (ME) ^(3,4)	Notas
			Data prevista para Entrada em Serviço no PDIRT 2018-2022	Data prevista para Entrada em Serviço no PDIRT 2020-2029	Data prevista para Entrada em Serviço no PDIRT 2022-2031				
	PR1616	Monitorização de Ativos	2018-2020	-	-	Em Execução	2.6	5.2	Parcialmente transferido. Revista a data de conclusão para 2025, devido a condicionantes operacionais.
	PR1428	Remodelação dos Sistemas de Alimentação	2018-2022	-	-	Em Execução	2.4	0.2	Parcialmente transferido. Revista a data de conclusão para 2024.
	PR1433	Recondicionamento de Transformadores	2018-2022	-	-	Em Execução	3.3	1.2	Parcialmente transferido. Revista a data de conclusão para 2025.
	PR1435	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	2018-2022	-	-	Em Execução	1.2	3.8	Parcialmente transferido. Revista a data de conclusão para 2025.
	PR1439	Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)	2018-2022	-	-	Em Execução	13.6	2.4	Parcialmente transferido. Revista a data de conclusão para 2026.
	PR1444	Remodelação de Linhas	2018-2022	-	-	Em Execução	42.2	14.4	Parcialmente transferido. Revista a data de conclusão para 2026.
	PR1414	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Mourisca	2019-2021	-	-	Em Execução	0.0	19.1	Revista a data de conclusão para 2026, devido a condicionantes de projecto/administrativas.
	PR1611	Remodelação dos Sistemas de Comando de Valdigem	2020-2021	-	-	Em Execução	3.5	1.4	Revista a data de conclusão para 2024, devido a condicionantes de projecto.
	PR1610	Remodelação dos Sistemas de Comando de Pereiros	2020-2021	-	-	Em Execução	2.9	0.6	Revista a data de conclusão para 2024, devido a condicionantes de projecto.
	PR1613	Remodelação dos Sistemas de Comando de Ferreira do Alentejo	2020-2021	-	-	Em Execução	0.0	10.5	Revista a data de conclusão para 2025, devido a condicionantes de projecto/administrativas.
	PR1609	Remodelação dos Sistemas de Comando de Tunes	2020-2021	-	-	Em Execução	0.0	5.6	Revista a data de conclusão para 2026, devido a condicionantes de projecto.
	PR1427	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Palmela	2021-2022	2020-2022	-	Em Execução	6.6	8.4	Revista a data de conclusão para 2025, devido a condicionantes operacionais.
	PR1914	Substituição de transformador em Ferreira do Alentejo	-	2022	-	Em Execução	0.0	3.0	Revista a data de conclusão para 2024, devido a condicionantes operacionais.
	PR1918	Remodelação de Linhas	-	2021-2024	-	Em Execução	59.9	19.8	Revista a data de conclusão para 2026, devido a condicionantes operacionais.
	PR2102	Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos MAT/BT de Recarei	-	-	2022-2025	Em Execução	0.0	29.7	Revista a data de conclusão faseada 2025-2029, devido a condicionantes de projecto/operacionais.
	PR1614	Substituição do 1º Transformador de Vila Pouca de Aguiar	-	2023	2023	Atrasado	0.0	2.9	Revista a data de conclusão para 2027, devido a condicionantes de projecto.
	PR1510	3º Substituição do transformador na subestação do Carregado	-	2023	2023	Em Execução	0.0	2.9	Revista a data de conclusão para 2026.
	PR2103	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Vila Pouca Aguiar	-	-	2023-2024	Atrasado	0.0	3.0	Revista a data de conclusão para 2026, devido a condicionantes de projecto.
	PR1915	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Portimão	-	2024	2023-2024	Atrasado	0.0	3.7	Revista a data de conclusão para 2026, devido a condicionantes de projecto.
	PR2101	Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos MAT/BT de Custóias	-	-	2023-2024	Atrasado	0.0	3.9	Revista a data de conclusão para 2027, devido a condicionantes de projecto.
	PR2104	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Castelo Branco	-	-	2023-2024	Em estudo/projeto	0.0	3.4	Revista a data de conclusão para 2026, devido a condicionantes de projecto.
	PR2117	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Sete Rios	-	-	2024-2025	Atrasado	0.0	2.2	
	PR1919	Reforço do Nível de isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	-	2023-2024	2025	Em Execução dentro do prazo	0.6	0.4	
	PR1513	Substituição de autotransformador na subestação de Palmela	-	2024	2025	Não Iniciado	0.0	5.2	
	PR1512	Substituição de transformador na subestação de Pereiros	-	2024	2025	Não Iniciado	0.0	2.6	
	PR1615	Substituição do 1º transformador de Rio Maior	-	2024	2025	Em estudo/projeto	0.0	5.3	
	PR2118	Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo da Caniçada	-	-	2025-2026	Não Iniciado	0.0	2.0	
	PR1920	Monitorização de Ativos	-	2021-2024	2022-2026	Em Execução dentro do prazo	0.9	2.5	
	PR2121	Remodelação dos Sistemas de Alimentação, Proteção, Automação e Controlo	-	-	2023-2026	Em Execução dentro do prazo	0.1	4.7	
	PR2122	Substituição/Recondicionamento de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)	-	-	2022-2026	Em Execução dentro do prazo	7.7	24.4	
	PR1922	Recondicionamento de Transformadores	-	2023-2024	2022-2026	Em Execução dentro do prazo	0.0	5.8	
	PR1923	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	-	2021-2024	2023-2026	Em estudo/projeto	0.0	3.6	
	PR2105	Remodelação de Linhas	-	-	2022-2026	Em Execução dentro do prazo	1.5	7.8	
	PR2123	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Infraestrutura	-	-	2023-2026	Não Iniciado	0.0	15.5	
	PR2119	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Gestão Integrada da Vegetação	-	-	2022-2026	Em Execução dentro do prazo	12.4	31.1	
Faixa litoral a Norte do Grande Porto	PR0632	Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação à SE Pedralva	2022	-	-	Em Execução dentro do prazo	0	6.7	Revista a data de conclusão para 2025, devido a condicionantes de projecto/administrativas.
	PR0910	Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase	-	-	2024	Em fase de Licenciamento	0	14.0	Revista a data de conclusão para 2026.
	PR1912	Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 3ª fase	-	-	2025	Em estudo/projeto	0	0.7	Revista a data de conclusão para 2026.
	PR1402	Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase	-	-	2025	Em fase de Licenciamento	0	11.5	Revista a data de conclusão para 2026.
Grande Porto	PR1021	Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado	2021	-	-	Em estudo/projeto	0	32.7	
Alentejo	PR0639	Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60 kV	-	-	2024	Em fase de Licenciamento	0	5.2	Revista a data de conclusão para 2026.
	PR1223	PL (Sto André) a 60 kV em Sines	-	-	2025	Não Iniciado	0	0.7	Recalendarizado para 2027 em coordenação com a E-REDES
Capacitação da RNT para ligação de pequena produção atribuída na RND	PR2111	Capac.RNT-Ilig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 1	-	-	2024-2026	Em estudo/projeto	0	33.3	
	PR2112	Capac.RNT-Ilig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 2	-	-	-	Em estudo/projeto	0	105.6	
RNT	GGS+RTS+Edifícios	Investimento Gestão Global do Sistema e Remodelação do Edifícios	-	-	2022-2031	Em Execução dentro do prazo	26.6	20.3	
Investimento corrente urgente	-	Investimento corrente urgente	-	-	-	Em execução	5.6	18.4	-

(1) Ponto de Situação do projecto: Ponto de situação do projecto a setembro de 2024.

(2) Valores transferidos até Dezembro de 2023.

(3) Valores baseados na estimativa realizada em Setembro de 2024.

(4) Tem-se assistido a um aumento nos custos em toda a cadeia de valor, refletindo-se nos preços de mercado a que o operador tem acesso, quer aos níveis dos materiais, bens, serviços, quer ao nível das empreitadas, agravadas pela pandemia e deflagração de conflitos armados. Os valores previsionais dos projetos, estimados aquando da preparação deste PDIRT, podem assim variar, em função da evolução dos preços de mercado e da própria definição em concreto do respetivos projetos de execução que na presente sede ainda não se encontram definidos na generalidade dos casos.

Legenda:

Aprovado - Projeto aprovado pelo Concedente.

Atrasado - Projeto atrasado relativamente à data de conclusão apresentada.

Iniciado - Projeto com estudos técnicos em curso.

Em execução - Projeto em execução em fase de obra.

Em fase de licenciamento - Projeto em fase de licenciamento.

Não iniciado - Projeto ainda não iniciado.

Transferido - Projeto transferido para Exploração.

Recalendarizado - Projeto cuja data foi antecipada face à data apresentado no PDIRT.

Projetos Complementares

Código Projeto	Designação dos projetos	PROJETOS COMPLEMENTARES			Ponto de Situação do Projeto (1)	valor transferido (CDE) (2)	Estimativa (M€)	Notas
		Data Indicativa no PDIRT 2018-2027	Data Indicativa no PDIRT 2020-2029	Data Indicativa no PDIRT 2022-2031				
PR0709	Nova Interligação Minho-Galiza	2021	-	-	Atrasado	0	60.1	Revista a data de conclusão para 2025, devido a condicionantes de projeto/administrativas.
PR0903	Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões	2024-2025	2023-2024		Em estudo\projeto	0	38.5	
PR0913	Ligação a 220 kV V.P. Aguiar-Carrapelo	-	-	2026-2028	Em estudo\projeto	0	22.9	
PR0914	Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 1	2020	-	-	Atrasado	28.7	66.0	Revista a data de conclusão para 2026, devido a condicionantes de projeto/administrativas.
PR0914	Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 2	2021	-	-	Transferido	0.0		
PR0914	Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 3	2022-2024	-	-	Em Execução dentro do prazo	0		
PR1207	Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça	-	-	2027-2029	Em estudo\projeto	0	32.2	
PR1208	Ligação a 400 kV Ourique-Tavira	2024-2026	-		Em Execução dentro do prazo	0	58.1	
PR1209	Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique		-			0	42.4	
PR1606	Alimentação de Parque Industrial em MAT	2020-2022	-	-	Não iniciado	0		
PR1901	Ligação a 400 kV Alqueva-Divor	-	2023-2024		Em fase de Licenciamento	0	26.4	Revista a data de conclusão para 2025, devido a condicionantes de projeto/operacionais.
PR2107	Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho	-	-	2025-2026	Não iniciado	0	16.1	
PR2109	Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 2	-	-	2026-2027	Em estudo\projeto	0	28.8	Tendo em consideração orientações recebidas do Concedente no sentido de se considerar na ZLT de Viana do Castelo uma capacidade de produção até 80 MVA, o ORT irá encetar estudos com o ORD de modo a apurar qual a opção mais vantajosa para o SEN para a ligação em terra desta ZLT, se à RNT ou à RND
PR2115	Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT - Bloco 1	-	-	2025-2027	Em fase de Licenciamento	0	43.0	
PR2116	Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT - Bloco 2	-	-	2026	Em estudo\projeto	0	4.8	

(1) Ponto de situação dos projetos atualizado a setembro de 2024.
(2) Valores transferidos até Dezembro de 2023.

* - Projeto em avaliação

Legenda:

Aprovado - Projeto aprovado pelo Concedente.
Atrasado - Projeto atrasado relativamente à data de condução apresentada.
Iniciado - Projeto com estudos técnicos em curso.
Em execução - Projeto em execução em fase de obra.
Em fase de licenciamento - Projeto em fase de licenciamento.
Não iniciado - Projeto ainda não iniciado.
Transferido - Projeto transferido para Exploração.

Recalendarizado - Projeto cuja data foi antecipada face à data apresentado no PDIRT.

Outros Projetos

Código Projeto	Designação dos projetos	Data prevista para Entrada-em-Serviço	Ponto de situação dos projetos (1)	valor transferido (CDE) (2)	Estimativa (M€)	Notas
PR2335	Instalação Novo Posto de Corte de Abrantes	2026	Em fase de Licenciamento	-	11.5	Aprovação por despacho 619/2024 de 19 de janeiro 2024. Data previsão conclusão 2026.
PR2208	Reforço de transformação em Frades	2023	Em fase de Licenciamento	-	3.8	Aprovação por Despacho Nº 22/MAEN/2024
PR2209	Reforço de transformação em Penela	2023	Em fase de Licenciamento	-	4.5	Aprovação por Despacho Nº 22/MAEN/2024
PR2305	Integra.novos consumos valor elevado zona de Sines-Fase 1/Bloco 1	2026	Em estudo\projeto	-	75.9	Aprovação por Despacho Nº 24/MAEN/2024
PR2306	Integra.novos consumos valor elevado zona de Sines-Fase 1/Bloco 2	2026	Em estudo\projeto	-		
PR2307	Integra.novos consumos valor elevado zona de Sines-Fase 2/Bloco 1	2029	Em estudo\projeto	-	291.1	
PR2309	Integra.novos consumos valor elevado zona de Sines-Fase 2/Bloco 3	2029	Em estudo\projeto	-		
PR2308	Integra.novos consumos valor elevado zona de Sines-Fase 2/Bloco 2	2031	Em estudo\projeto	-	111.6	
PR2304	Flexibilidade de operação da rede na zona de Trás-os-Montes - Fase 1	2027	Em estudo\projeto	-	11.1	Aprovação por Despacho Nº 23/MAEN/2024
PR2405	Posto de corte do Crato	2027	Não iniciado	-	27.7	Aprovação por Despacho Nº 21/MAEN/2024
PR2420	Reformulação da RNT na zona do Mogadouro	2026	Em estudo\projeto	-	14.9	Aprovação por Despacho Nº 23/MAEN/2024

(1) Ponto de situação dos projetos atualizado a setembro de 2024.

(2) Valores transferidos até Dezembro de 2023.

(*) Nota explicativa - Ponto de situação dos projetos

Em fase de
Licenciamento
Não iniciado
Em
Em Execução
dentro do prazo
Em Execução
Atrasado
Recalendarizado
Cancelado
Transferido

Situação dos projetos do PDIRT ao longo das anteriores propostas de Plano ⁽¹⁾

Projetos Base

Código Projeto	Descrição do Projeto	PDIRT 2018-2027	PDIRT 2020-2029 ⁽²⁾	PDIRT 2022-2031 ⁽³⁾
PR1403	Substituição de transformador na subestação de Valdigem	Aprovado	Em execução	Em execução
PR1309	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção Equipamentos MAT/BT de Canelas	Aprovado	Transferido	Transferido
PR1424	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Zêzere	Aprovado	Transferido	Transferido
PR1518	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Santarém	Aprovado	Transferido	Transferido
PR1313	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção Equipamentos MAT/BT de Carriche	Aprovado	Transferido	Transferido
PR1418	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Ermidas/Sado	Aprovado	Transferido	Transferido
PR1434	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	Aprovado	Atrasado	Transferido
PR1308	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/ BT de Riba d'Ave	Aprovado	Transferido	Transferido
PR1416	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Estarreja	Aprovado	Em execução	Transferido
PR1417	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Falagueira	Aprovado	Atrasado	Transferido
PR1616	Monitorização de Ativos	Aprovado	Em execução	Em execução
PR1428	Remodelação dos Sistemas de Alimentação	Aprovado	Em execução	Em execução
PR1433	Recondicionamento de Transformadores	Aprovado	Em execução	Em execução
PR1435	Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	Aprovado	Em execução	Em execução
PR1439	Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)	Aprovado	Em execução	Em execução
PR1617	Substituição equipamentos SCC e SPT	Aprovado	Em execução	Em execução
PR1444	Remodelação de Linhas	Aprovado	Em execução	Em execução
PR1419	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Monte da Pedra	Aprovado	Em execução	Transferido
PR1316	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Estoi e Equipamentos MAT/BT de Estoi	Aprovado	Transferido	Em execução
PR1423	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Vila Chã	Aprovado	Em execução	Em execução
PR1421	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sacavém	Aprovado	Em execução	Transferido
PR1414	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Mourisca	Aprovado	Em execução	Atrasado
PR1422	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT da Alto de Mira	Aprovado	Em execução	Em execução
PR1509	2ª Substituição de transformador na subestação do Carregado	Aprovado	Em execução	Em execução
PR1612	Remodelação dos Sistemas de Comando de Pocinho	Aprovado	Em execução	Atrasado
PR1611	Remodelação dos Sistemas de Comando de Valdigem	Aprovado	Em execução	Atrasado
PR1610	Remodelação dos Sistemas de Comando de Pereiros	Aprovado	Em execução	Atrasado
PR1613	Remodelação dos Sistemas de Comando de Ferreira do Alentejo	Aprovado	Em execução	Iniciado
PR1609	Remodelação dos Sistemas de Comando de Tunes	Aprovado	Em execução	Iniciado
PR1427	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Palmela	X	Aprovado	Em execução
PR1425	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Ribatejo	X	Aprovado	Em execução
PR1426	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sabóia	X	Aprovado	Em execução
PR1917	Substituição de autotransformador na subestação de Fanhões		Aprovado	Recalendarizado
PR1914	Substituição de transformador em Ferreira do Alentejo		Aprovado	Iniciado
PR1918	Remodelação de Linhas		Aprovado	Em execução
PR1605	Reforço de transformação 150/130 kV em Pedralva - reserva parada	Aprovado	Atrasado	Em execução
PR0633	Introdução de transformação 400/60 kV em V. N. de Famalicão	Aprovado	Atrasado	Em execução
PR1401	Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação ao PC Caniçada	Aprovado	Atrasado	Em fase de licenciamento
PR0257	PL (S. Romão de Neiva 2) a 60 kV em V.Fria	Aprovado	Em execução	Em execução
PR1501	2 PL (Beiriz e V. do Conde) a 60 kV em V. N. de Famalicão	Aprovado	Em execução	Em execução
PR0935	Reforço de transformação em V. N. de Famalicão	Aprovado	Em execução	Em execução
PR0632	Alimentação à SE de Fafe-2ª fase: Ligação à SE Pedralva	Aprovado	Em execução	Em fase de licenciamento
PR1517	PL (SE 60/30 kV Pocinho-EDPD) a 60 kV no Pocinho	Aprovado	Atrasado	Transferido
PR1604	Segurança de alimentação a Valpaços e V. Pouca de Aguiar	Aprovado	Atrasado	Em execução
PR1021	Abertura da subestação 400/220 kV de Sobrado	Aprovado	Em execução	Atrasado
PR1607	Segurança de alimentação à SE de Carvoeira	Aprovado	Atrasado	Em fase de licenciamento
PR1602	PL (Falagueira 2) a 60 kV em Castelo Branco	Aprovado	Atrasado	Em execução
PR1326	Reatância Shunt em Palmela	Aprovado	Em execução	Em execução
PR0933	Reforço de transformação em Alcochete	Aprovado	Em execução	Em execução
PR1408	Reforço de transformação em Ourique - Reserva parada	Aprovado	Transferido	Transferido
PR1503	Reforço de transformação na Falagueira (3ª transformador)	Aprovado	Atrasado	Em execução
PR1608	Equipar painéis de Transformador de reserva de Ourique	X	Aprovado	Recalendarizado
RNT GGS+RTS+Edifícios	Investimento Gestão Global do Sistema e Remodelação do Edifício do DN	Aprovado	Em execução	Em execução

Projetos Complementares

Código Projeto	Descrição do Projeto	PDIRT 2018-2027	PDIRT 2020-2029 ⁽²⁾	PDIRT 2022-2031 ⁽³⁾
PR0709	Nova interligação Minho-Galiza	Aprovado	Em fase de licenciamento	Atrasado
PR0917	Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	Aprovado	Atrasado	Atrasado
PR1411	Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões	Aprovado	Em fase de licenciamento	Em execução
PR1901	Ligação a 400 kV Alqueva-Divor		Aprovado	Iniciado
PR0953	Criação do injetor de Divor	Aprovado	Em fase de licenciamento	Em execução
PR1222	PLs (Évora/Montemor 1 e Évora/Montemor 2) a 60 kV em Divor	Aprovado	Em fase de licenciamento	Em execução
PR0914	Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira	Aprovado	Em fase de licenciamento	Em fase de licenciamento
PR1606	Alimentação de Parque Industrial em MAT	Aprovado	Não iniciado	Não iniciado
PR0903	Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões	X	Aprovado	Iniciado
PR1208	Ligação a 400 kV Ourique-Tavira	Aprovado	Recalendarizado	Recalendarizado
PR1209	Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique	Aprovado	Recalendarizado	Recalendarizado
PR1515	Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo	Aprovado	Atrasado	Em execução

(1) - A análise aqui apresentada tomou como ponto de partida o PDIRT 2014-2023, o primeiro a ser realizado ao abrigo das alterações ao DL 172/2006 introduzidas pelo DL 215-B/2012, de 8 de outubro. Não obstante, uma pequena parte dos projetos aqui listados já faziam parte de anteriores proposta de Plano.

(2) - A informação apresentada ao longo desta coluna representa o ponto de situação dos projetos conforme proposta de PDIRT 2020-2029.

(3) - A informação apresentada ao longo desta coluna representa o ponto de situação dos projetos conforme proposta de PDIRT 2022-2031.

Legenda:

Aprovado - Projeto aprovado pelo Concedente.

Atrasado - Projeto atrasado relativamente à data de conclusão apresentada.

Iniciado - Projeto com estudos técnicos em curso.

Em execução - Projeto em execução em fase de obra.

Em fase de licenciamento - Projeto em fase de licenciamento.

Não iniciado - Projeto ainda não iniciado.

Transferido - Projeto transferido para a Exploração.

Recalendarizado - Projeto cuja data foi antecipada face à data apresentadano PDIRT.



07 ANEXOS

ANEXO 5

QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO DE
2025 A 2034 E MAPA DA RNT
(PROJETOS BASE)

REN 

Projetos Base - Novas linhas entre 2025 e 2034

Obras em linhas - Projetos Base: Período 2025-2034

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Linha M.Cavaleiros-Mogadouro B 2 (utilização do terno a 220 kV da linha dupla 400+220 kV Mogadouro B-Ribeira de Pena no troço entre M.Cavaleiros e Mogadouro B)	1x35	220
Montagem do 2º terno na linha R. Maior-zona da Carvoeira	2x43	220

Projetos Base - Novos equipamentos nas subestações entre 2025 e 2034

Obras em subestações - Projetos Base: Período 2025-2034

Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado	Sn (MVA)
A DEFINIR	STATCOM	400	1 N	225
A DEFINIR	Compensador síncrono - 4000MWs	400	1 N	250
A.S.JOÃO	Transformador	220/60	1 N	170
CANELAS	Transformador	220/60	-1 D	120
CANELAS	Transformador	220/60	1 N	170
CANELAS	Transformador	220/60	-1 D	120
CANELAS	Transformador	220/60	1 N	170
CARVOEIRA	3º Transformador	220/60	1 N	170
F. ALENTEJO	Reatância Shunt com tomadas em carga	400	1 N	225
FAFE	Transformador	150/60	1 N	170
FEIRA	Transformador	400/60	1 N	170
FUNDÃO	Reatância Shunt com tomadas em carga	400	1 N	225
MOURISCA	Desativação de transformador	220/60	-1 D	120
MOURISCA	Transformador	220/60	1 N	170
OLEIROS	Desativação de transformador (a transferir para outra subestação)	150/60	-1 D	126
OLEIROS	Transformador	150/60	1 N	170
PEGÕES	STATCOM	400	1 N	225
PRELADA	Transformador	220/60	1 N	170
RIBA D' AVE	Transformador	400/60	1 N	170
SANTARÉM	Transformador	220/60	1 N	170
SETUBAL	Desclassificação de Transformador	150/60	-1 D	120
SINES	Compensador síncrono - 4000MWs	400	1 N	250

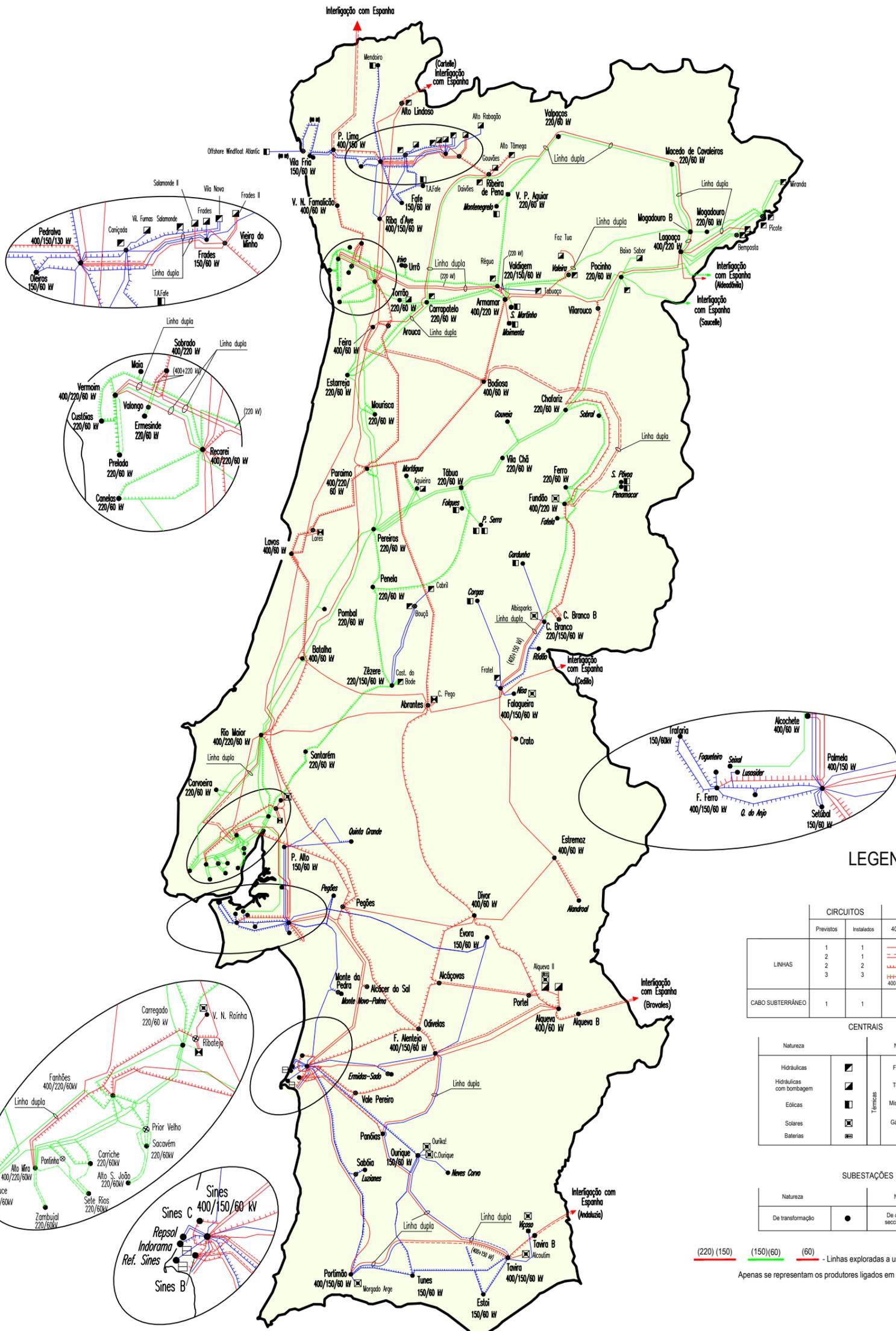
Nota:

D: Desclassificado, N: Novo

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2025-2034

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2034 CONSIDERANDO SÓ PROJETOS BASE



LEGENDA

	CIRCUITOS		TENSÕES		
	Previstos	Instalados	400 kV	220 kV	150 kV e 130 kV
LINHAS	1	1			
	2	1			
	2	2			
CABO SUBTERRÂNEO	1	1			

CENTRAIS	
Natureza	Natureza
Hidráulicas	Fuel ou Carvão
Hidráulicas com bombagem	Turbinas a gás
Eólicas	Mista (electricidade e vapor)
Solares	Gás natural (ciclo combinado)
Baterias	

SUBESTAÇÕES	
Natureza	Natureza
De transformação	De corte e de seccionamento

(220) (150) (150)(60) (60) - Linhas exploradas a uma tensão inferior à representada
 Apenas se representam os produtores ligados em MAT em serviço em 31 dez 2023



07 ANEXOS

ANEXO 6

QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO DE
2025 A 2034 E MAPA DA RNT
(PROJETOS COMPLEMENTARES)

REN 

Projetos Complementares - Novas linhas entre 2025 e 2034

Obras em linhas - Projetos Complementares: Período 2025-2034

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Abertura da linha Feira-Lavos	2x8	400
Abertura da linha Paraimo - Riba d'Ave	2x8	400
Abertura da linha Batalha-Paraimo	2x8	400
Abertura da linha Lares-Paraimo	2x8	400
Linha dupla 400 + 220 kV Carrazeda de Ansiães - apoio 25 da linha Mogadouro - Valeira	2x3	400
Linha dupla 400+220 kV Carrazeda Ansiães-Mogadouro B	2x70	400
Linha dupla para abertura da linha Foz Tua - Armamar para Carrazeda de Ansiães	2x4	400
Abertura da linha dupla a 220 kV Chafariz-Ferro para a Guarda (troço Chafariz-Guarda). Tipologia de linha dupla 400 kV com 1 terno equipado	2x10	400
Abertura do circuito a 400 kV Fundão-Bodiosa para a Guarda	2x2	400
Abertura do circuito a 400 kV Fundão-Vilarouco para a Guarda	2x2	400
Montagem do 2º terno na linha Falagueira-Fundão (troço entre C.Branco e C.Branco B)	1x13	400
Passagem a 400 kV do 2º terno da linha Falagueira-Fundão (troço Falagueira-C.Branco)	1x46,5	400
Abertura da linha a 220 kV Vila Pouca de Aguiar-Carrapatelo para Marco de Canavezes	2x2	400
Abertura da linha a 400 kV Abrantes-Bodiosa para Castanheira de Pera	2x3	400
Abertura da linha a 400 kV Abrantes-Paraimo para Castanheira de Pera	2x3	400
Abertura da linha a 400 kV Lagoaça-Ribeira de Pena para Valpaços B	2x2	400
Abertura de linhas	2x8	400
Abertura de linhas	2x8	400
Reconstrução para linha dupla 400 kV (1 terno operado a 220 kV) das linhas a 220 kV zona da Guarda-Chafariz, uma das linhas Chafariz-Vila Chã-Tábua, assim como da linha zona de Castanheira de Pera-Tábua	2x140	400
Abertura da linha a 220 kV Vila Pouca de Aguiar-Carrapatelo para Valpaços B	2x2	400
Abertura da linha a 400 kV Armamar-Recarei para Marco de Canavezes	2x2	400
Passagem a 400 kV da linha V.P. Aguiar-Carrapatelo (troço entre as futuras instalações de M.Canavezes e Valpaços B)	1x100	400
1º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220
2º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220
3º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220
Cabo subterrâneo Custóias-Prelada	1x11	220
Cabo subterrâneo Vermoim-Custóias	1x7	220
Cabo subterrâneo Vermoim-Prelada	1x13	220
Reconstrução de linha dupla a 220 kV fora da área demarcada do ADV	2x19	220
Reconstrução de linha simples a 220 kV fora da área demarcada do ADV	1x28	220
Reforço da linha dupla Penela-Zêzere 1 e 2	2x49	220
Reforço da linha dupla Zêzere-Santarem 1 e 2	2x52	220

Projetos Complementares - Novas linhas entre 2025 e 2034

Obras em linhas - Projetos Complementares: Período 2025-2034

Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)
Desativação parcial da linha Mogadouro-Valeira para reconstrução como dupla 400 + 220 kV (troço entre Mogadouro B e Carrazeda de Ansiães)	-1x60	220
Reforço da linha dupla Pereiros-Penela 1 e 2	2x22	220
Abertura da linha dupla a 220 kV Chafariz-Ferro para a Guarda (troço Ferro-Guarda)	2x10	220
Abertura da linha Valpaços-Vila Pouca de Aguiar para Valpaços B	2x2	220
Abertura de linhas	2x8	220
Abertura de linhas	2x8	220
Desativação de uma das linhas a 220 kV Chafariz-Vila Chã	-1x34,5	220
Desativação de uma das linhas a 220 kV Vila Chã-Tábua	-1x28	220
Desativação parcial da futura linha Chafariz-Guarda (troço atual de linha dupla 220 kV)	-2x15	220
Desativação parcial da linha dupla Penela-Tábua (troço Tábua-futura subestação de Castanheira de Pera)	-2x52	220

Projetos Complementares - Novas subestações e novos equipamentos em subestações entre 2025 e 2034

Obras em subestações - Projetos Complementares: Período 2025-2034

Subestação	Descrição da Obra	Tensão (kV)	Estado	Sn (MVA)
C. PERA	Abertura de Instalação	400/220	1	
CANTANHEDE	Abertura de instalação	400	1	
GUARDA	1º Autotransformador	400/220	1	N 450
GUARDA	Abertura de instalação	400/220	1	
LEIRIA	Abertura de instalação	400	1	
LOURES	Abertura de instalação	220	1	
M. CANAVEZES	Abertura de Instalação	400/220	1	
OLIVEIRA DE AZE	Abertura de instalação	400/220	1	
PEGÕES	Transformador	400/60	1	N 170
VALPACOS B	1º Autotransformador	400/220	1	N 450
VALPACOS B	Abertura de Instalação	400/220	1	

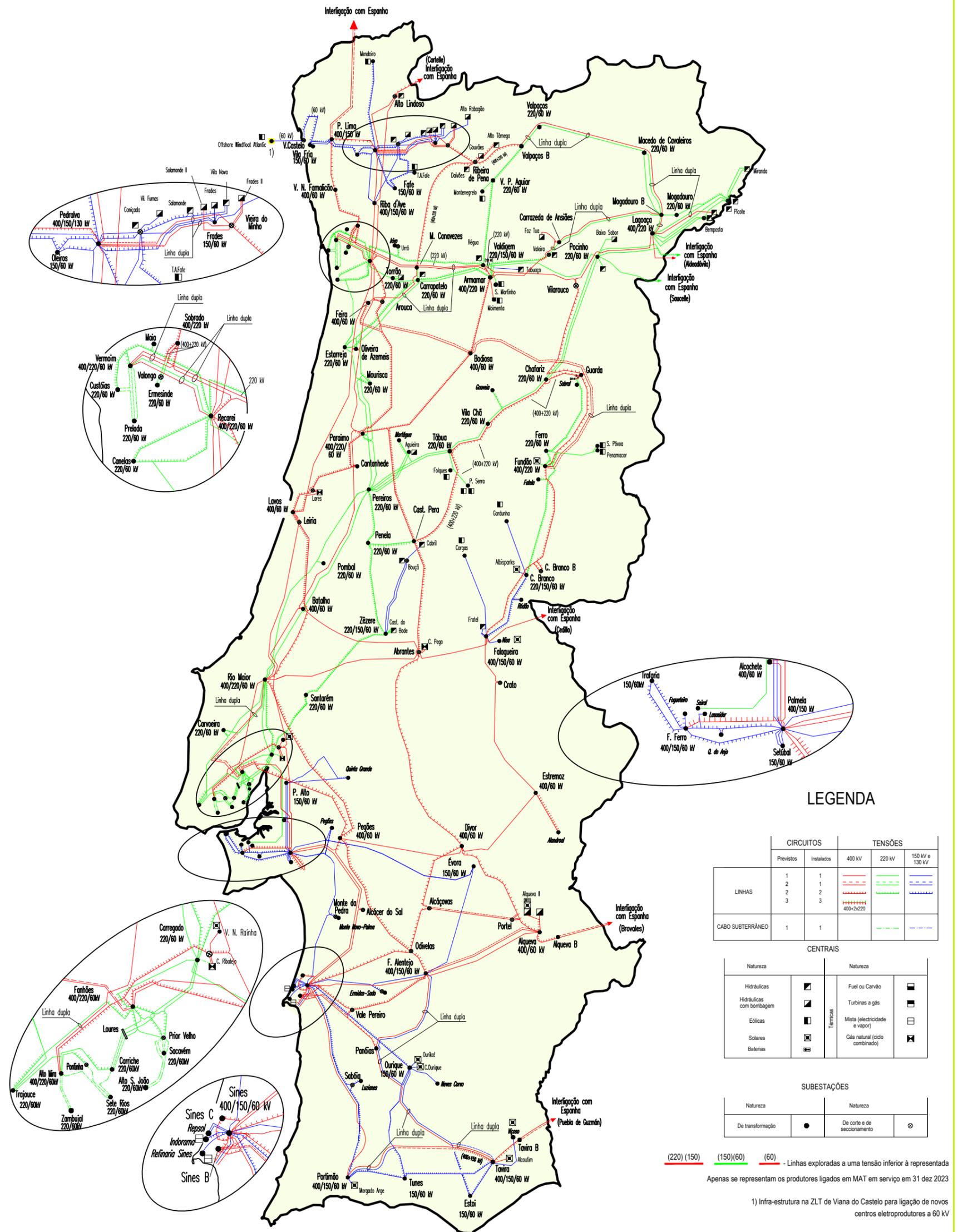
Nota:

N: Novo

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2025-2034

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2034 CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES





07 ANEXOS

ANEXO 7

FICHAS DOS PROJETOS BASE

REN 

Nota explicativa:

O presente anexo procura realizar um enquadramento e justificação dos Projetos Base de investimento no período de vigência da atual proposta de PDIRT, contendo um subgrupo inicial referente aos projetos de remodelação e modernização da RNT, seguindo-se o conjunto de reforços com vista à manutenção da garantia de continuidade e qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos e os compromissos já acordados com o operador da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (ORD) relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega, à semelhança do adotado no capítulo 4.

Cada projeto de investimento está explicado numa ficha ‘padrão’, que contém, consoante o aplicável, até cinco campos de informação: (i) enquadramento; (ii) benefícios esperados; (iii) descrição; (iv) alternativas; (v) diagrama unifilar.

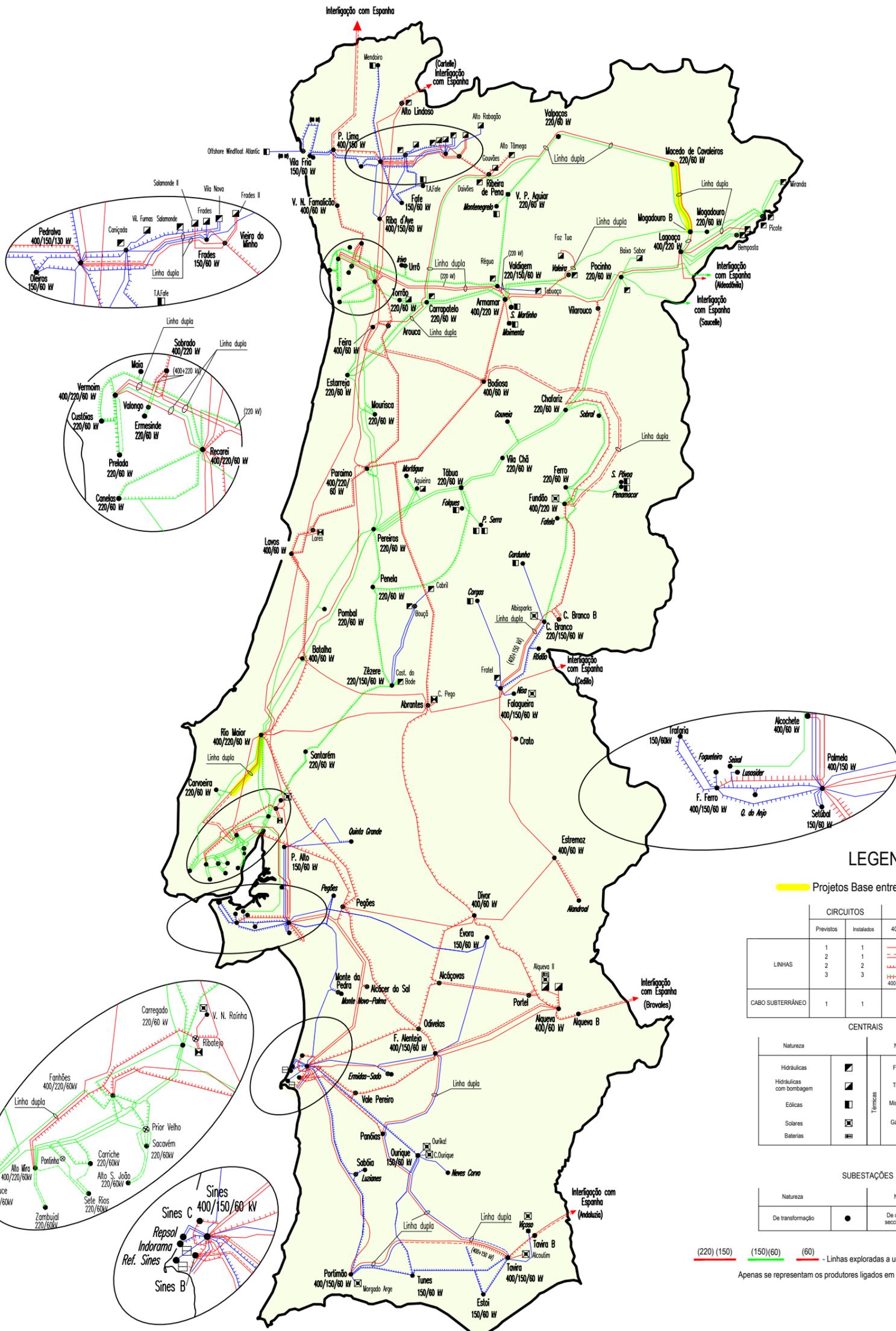
Esta forma de organização tem em vista proporcionar uma maior facilidade de visualização, análise e tratamento deste conjunto de informação, assim como facultar uma fácil ligação ao corpo do documento.

De assinalar ainda que uma discriminação mais pormenorizada do equipamento associado a cada projeto é apresentada no Anexo 9, para a totalidade dos projetos de investimento que compõem a presente proposta de PDIRT.

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2025-2034

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2034 CONSIDERANDO SÓ PROJETOS BASE



LEGENDA

Projetos Base entre 2025 e 2034

	CIRCUITOS		TENSÕES		
	Previstos	Instalados	400 kV	220 kV	150 kV e 130 kV
LINHAS	1	1	[Red dashed line]	[Green dashed line]	[Blue dashed line]
	2	1	[Red solid line]	[Green solid line]	[Blue solid line]
	2	2	[Red dashed line]	[Green dashed line]	[Blue dashed line]
CABO SUBTERRÂNEO	1	1	[Red dashed line]	[Green dashed line]	[Blue dashed line]

CENTRAIS

Natureza	Ícone	Natureza	Ícone
Hidráulicas	[Icon]	Fuel ou Carvão	[Icon]
Hidráulicas com bombagem	[Icon]	Turbinas a gás	[Icon]
Eólicas	[Icon]	Mista (electricidade e vapor)	[Icon]
Solares	[Icon]	Gás natural (ciclo combinado)	[Icon]
Baterias	[Icon]		

SUBESTAÇÕES

Natureza	Ícone	Natureza	Ícone
De transformação	[Icon]	De corte e de seccionamento	[Icon]

(220) (150) (150)(60) (60) - Linhas exploradas a uma tensão inferior à representada
Apenas se representam os produtores ligados em MAT em serviço em 31 dez 2023

Legenda

Quadro I - Código de Cores

400 kV	
220 kV	
150 kV	
60 kV	

Quadro II - Equipamento

Classe	Dispositivo	Concluído / Instalado	Projetado
Linhas	Aérea		
	Cabo Subterrâneo		
Instalações	Subestação		
	Posto de Corte		
	Transformador		
	Autotransformador		
	Painel de Linha		
Equipamento a Desclassificar			
Linha Dupla			

Nota: Os elementos afetos aos projetos estão identificados a cores (segundo o código por nível de tensão). A preto estão assinalados outros elementos da RNT ou do SEN que contribuem para a compreensão do desenho.

* Reforço de painéis

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

REMODELAÇÃO DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO, AUTOMAÇÃO E CONTROLO

ENQUADRAMENTO:

Estes projetos fazem parte integrante do conjunto de projetos que visam assegurar a remodelação dos sistemas de proteção, automação e controlo de um conjunto de instalações, que foram selecionados devido ao elevado grau de obsolescência (desadequação funcional, descontinuidade de fabrico, esgotamento ou inexistência de peças de reserva, tempos de reparação elevados) e ausência de *know-how* (interno e externo) associados a estes equipamentos. O desenvolvimento destes projetos visa proporcionar uma redução do risco para a segurança de pessoas e bens, prevenindo também a operacionalização do desempenho destes equipamentos aos níveis adequados fiabilidade da rede, com benefícios para a qualidade de serviço, com impacto relevante para a segurança do abastecimento. A disponibilização de bibliotecas de funções com desempenho adequado aos requisitos atuais, nomeadamente no que à monitorização dos ativos e promover a disponibilização de informação mais detalhada para análise de incidentes e para uma gestão mais eficiente dos ativos da RNT, com impacto positivo nos processos de decisão de gestão de fim de vida útil dos equipamentos de alta e muito alta tensão.

Âmbito: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Rede a intervencionar: diversas zonas.

Data objetivo: 2025-2029

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

Blocos de Projetos	Redução de carga natural em risco de interrupção (MW)	Redução de carga natural em risco de interrupção (M€)	Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW)	Redução de carga sem recurso em risco de corte (M€)	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de ENF em risco (MWh/ano)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo# (0-10)	Indicador de Criticidade (0-10)	Resiliência e Adaptação as Alterações Climáticas (1-10)	Redução de Impactos Ambientais (1-10)	Criação de Emprego Externo (n)	Investimento (M€)	Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*)
Alqueva (PR2316)	95	0,59	65	0,40	5 544	706	270	+++	4 (5)	8	1	1	106	6,30	0,21 - 1,47
Batalha (PR2321)	310	1,91	154	0,95	5 544	226	1 189	+++	5 (4)	7	1	1	131	7,80	0,50 - 2,06
Bodiosa (PR2317)	121	0,75	37	0,23	2 772	304	108	+++	4 (5)	8	1	1	96	5,70	0,12 - 1,26
Lavos (PR2318)	185	1,14	144	0,89	6 600	1263	622	+++	3 (6)	5	1	1	126	7,50	0,42 - 1,92
Paraimo (PR2320)	125	0,77	27	0,16	7 830	125	248	+++	4 (5)	5	1	1	131	7,80	0,08 - 1,63
Trafaria (PR2319)	128	0,79	46	0,28	1 034	15	269	+++	6 (3)	5	1	1	99	5,90	0,16 - 1,34

(#) - Entre parêntesis, é apresentado o valor do *Indicador de Estado* antes da implementação do projeto.

(*) Quantificação do sobrecusto evitado para o SEN, como benefício decorrente da rejeição da hipótese metodológica de adiamento do investimento.

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2025-2034. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

REMODELAÇÃO DE LINHAS (PR2330)

ENQUADRAMENTO:

Os projetos de remodelação de linhas constituem um conjunto de iniciativas baseadas na análise de estado que visam prolongar o tempo de vida útil dos ativos, conseguindo, por um lado uma redução do risco para a segurança de pessoas e bens, e por outro prevenindo a operacionalização do seu desempenho aos níveis adequados de fiabilidade de rede, com benefícios para qualidade de serviço. A não concretização das iniciativas previstas potência a ocorrência de incidentes, originados por falhas em componentes com elevado grau de obsolescência ou em final de vida útil, cuja substituição/remodelação será conseguida com a concretização destes projetos. Uma parte significativa do volume de investimento previsto para remodelações de linhas é focado num conjunto de ativos com idade avançada.

Âmbito: Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos

Rede a intervir: diversas zonas.

Data objetivo: 2025-2029

<i>Blocos de Projetos - Remodelação de Linhas (PR2330)</i>	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (1-10)"	Indicador de Criticidade (0-10)	CAPEX (M€)
Intervenção/Remodelação em Linhas MAT	[96 - 1857]	++	5	[3-10]	19,0

Nota:

O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido pelo ORT para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT, no contexto do PDIRT 2025-2034. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2025-2034. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Prolongamento do tempo de vida útil dos ativos;
- Aumento dos níveis de segurança de pessoas e bens;
- Melhoria dos níveis de fiabilidade, com reflexos positivos na qualidade de serviço.

DESCRIÇÃO:

No âmbito do presente Plano, as iniciativas de modernização de linhas foram planeadas com base na metodologia do índice de estado dos ativos, complementada com uma análise multicritério identificando riscos e benefícios. A extensão das intervenções preconizadas varia de acordo com a tipologia e o estado dos componentes que constituem cada um dos ativos, assim como a natureza do projeto - de remodelação ou de melhoria operacional e de segurança.

Este programa incide em linhas equipadas com tipologias obsoletas de acessórios de fixação de cadeias de isoladores e cabos, descontinuadas na RNT devido às desvantagens de ordem elétrico-mecânica conhecidas, estando em causa a segurança de pessoas e bens, assim como a fiabilidade das linhas. Em linhas com elevado tempo de serviço, nas quais se verificou a alteração das características mecânicas dos cabos, estão também previstas intervenções ao nível dos cabos condutores, com operações

de substituição ou alteamento, permitindo melhorias significativas ao nível da segurança de pessoas e bens e condições de operação das linhas. O desempenho operacional de linhas relacionado com incidentes originados por problemas de vibração de origem eólica será também endereçado através de programa de âmbito específico, com benefícios esperados ao nível da qualidade de serviço e da segurança de pessoas e bens. A reabilitação de estruturas metálicas com elevado tempo de serviço será também endereçada, ao nível da renovação da proteção anticorrosiva e da substituição de componentes degradados cuja integridade está comprometida.

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

RESILIÊNCIA E ADAPTAÇÃO ÀS ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS - ADAPTAÇÃO DO MEIO ENVOLVENTE DAS INFRAESTRUTURAS (PR2331)

ENQUADRAMENTO:

Considerando que Portugal é um dos países europeus com maior potencial de serem afetados pelos impactes das alterações climáticas, e que o setor elétrico é dos mais vulnerável às mesmas, o ORT reconhece a existência de riscos decorrentes para as suas atividades, incluindo os previsíveis aumentos na frequência e intensidade de eventos meteorológicos extremos, que podem afetar a operação e a integridade das infraestruturas lineares e não-lineares que integram a RNT. De entre os impactes previsíveis de um clima alterado, projeta-se uma maior frequência e intensidade de incêndios rurais de grandes dimensões e tempestades.

Cf. mencionado no Relatório de Riscos Globais, elaborado pelo Fórum Económico Mundial (WEF - World Economic Forum), as alterações climáticas estão a atingir-nos cada vez com maior intensidade e mais rapidamente do que muitos esperavam.

O custo dos eventos climáticos extremos é alto, e a frequência, o custo de vidas e os danos em bens estão a aumentar nos últimos anos um pouco por todo o mundo. Se tais eventos se tornarem mais comuns ou intensos, como afirmam os especialistas, o custo será ainda mais alto, podendo inclusive colocar em causa toda uma economia caso as falhas de energia sejam duradouras.

Os eventos climáticos extremos que estão a ocorrer no nosso país com cada vez maior frequência, sejam eles relacionados com incêndios florestais extremos, chuva de congelação, ventos extremos ou inundações, estão a provocar cada vez mais maiores desafios à gestão das redes de energia.

Tendo em linha de conta que os riscos associados a causas naturais (ventos e incêndios extremos) e ao novo Plano Nacional de Gestão Integrada de Fogos Rurais, a REN definiu uma estratégia com o propósito de dar resposta à legislação em vigor, relacionada com o Sistema de Gestão Integrada de Fogos Rurais (SGIFR), mas principalmente, para mitigar os efeitos dos eventos climáticos extremos na RNT, sendo que algumas das medidas passam por intervir nos territórios onde as infraestruturas se encontram.

Os projetos de modernização relacionados com a adaptação do meio envolvente das infraestruturas constituem um conjunto de iniciativas que visam, em situações de ocorrência de eventos climáticos extremos, uma redução do risco para a continuidade e segurança de abastecimento, com reflexos positivos na qualidade de serviço, bem como a mitigação do risco para a segurança de pessoas e bens.

Âmbito: Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas

Rede a intervir: diversas zonas.

Data objetivo: 2027-2029

<i>Blocos de Projetos - Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (PR2331)</i>	Dimensão da faixa intervencionada (km ²)	Valorização de espécies autóctones (n)/	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (1-10)
Adaptação do Meio Envlovente das Infraestruturas	225	- 168 000	10

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas, nomeadamente a eventos climatéricos extremos (eg. incêndios rurais);
 - Aumento dos níveis de segurança de pessoas e bens;
 - Aumento da Resiliência dos territórios sobrepassados pelas infraestruturas da RNT aos incêndios rurais;
 - Valorização de espécies autóctones;
 - Melhoria dos níveis de fiabilidade, com reflexos positivos na qualidade de serviço.
-

DESCRIÇÃO:

A resiliência das linhas aéreas face aos incêndios rurais de grandes dimensões, como os ocorridos recentemente em Portugal (2003, 2005, 2006, 2017, 2018, 2019, 2021, 2022 e 2024), está fortemente correlacionada com a redução da carga de combustível nas faixas de proteção, que o ORT se propõe garantir através de ações cíclicas de gestão da vegetação e reconversão do uso do solo naqueles espaços. Adicionalmente, na envolvente das linhas, prevê-se também intervenções de controlo e eliminação de árvores de grandes dimensões que se localizam fora da faixa de proteção estabelecida por lei e que constituam, em caso de queda, um risco para a integridade e serviço das linhas.

TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

MELHORIA NA ALIMENTAÇÃO A MACEDO DE CAVALEIROS (PR1913)

ENQUADRAMENTO:

Nesta proposta de PDIRT está previsto o reforço de alimentação à subestação de Macedo de Cavaleiros a partir da nova subestação de Mogadouro B, com a criação de um novo circuito a 220 kV entre estas duas instalações. Este projeto tira partido da ligação a 400 kV a criar entre Ribeira de Pena e Mogadouro B, a qual, passando nas imediações de Macedo de Cavaleiros e com o seu troço entre Macedo de Cavaleiros e Mogadouro B construído na tipologia de linha dupla de 400+220 kV, permite o estabelecimento da referida nova ligação a 220 kV entre as subestações de Macedo de Cavaleiros e de Mogadouro B.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 220 kV

Data objetivo: 2028

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1913 - Melhoria na alimentação a Macedo de Cavaleiros	2,6	Ligação à RND - Zona de Trás-os-Montes

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento à subestação de Macedo de Cavaleiros.

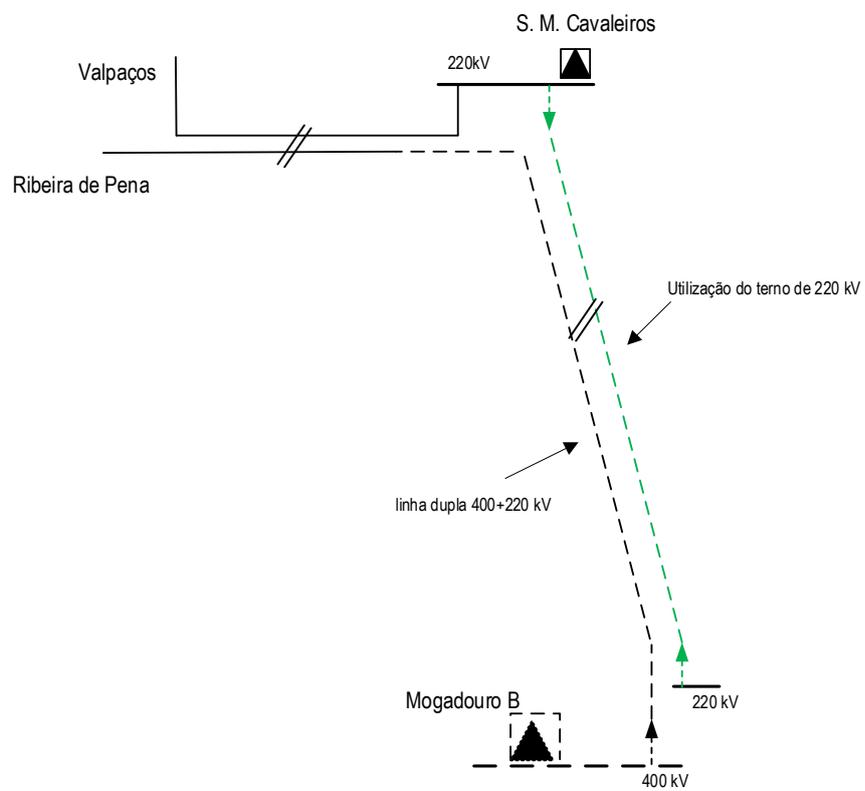
DESCRIÇÃO:

Este projeto tira partido da criação da ligação a 400 kV a criar entre Ribeira de Pena e Mogadouro B (Projeto Complementar), construída em linha dupla de 400+220 kV, permite o estabelecimento da referida nova ligação a 220 kV entre as subestações de Macedo de Cavaleiros e de Mogadouro B.

ALTERNATIVAS:

De entre as várias opções analisadas, a concretização para alimentação a Macedo de Cavaleiros constitui a melhor solução técnico-económica para fazer face às necessidades identificadas no enquadramento acima.

Melhoria da alimentação a Macedo de Cavaleiros



FAIXA LITORAL ENTRE GRANDE PORTO E GRANDE LISBOA

NOVA LIGAÇÃO A 220 kV ENTRE AS SUBESTAÇÕES DE RIO MAIOR E DE CARVOEIRA (PR1041)

ENQUADRAMENTO:

Com o objetivo de melhorar a garantia de segurança de alimentação à subestação de Carvoeira, atualmente suportada nas duas linhas a 220 kV Rio Maior - Carvoeira e Carvoeira - Trajouce, está considerada a possibilidade de o estabelecimento de uma segunda ligação a 220 kV entre as subestações de Rio Maior e Carvoeira, a qual tira partido da nova linha a 400 kV Fanhões - Rio Maior, construída como dupla de 400+220 kV entre Carvoeira e Rio Maior.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar:  220 kV

Data objetivo: 2028

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1041 - Nova ligação a 220 kV R. Maior - Carvoeira	5,9	Ligação à RND - Zona de Lisboa e Setúbal

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento à subestação da Carvoeira;
- Aumento de fiabilidade de operação da rede local;

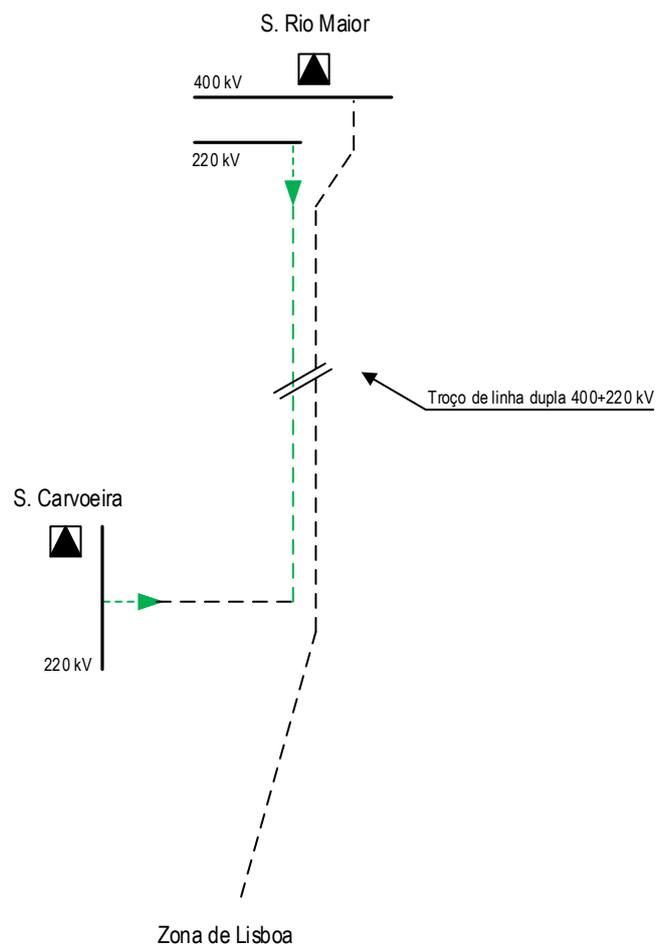
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a implementação de uma nova ligação a 220 kV entre Rio Maior e a Carvoeira. Para o efeito e de forma integrada, tira-se partido da futura linha a 400 kV a estabelecer entre Rio Maior e Fanhões, a qual entre Rio Maior e zona próxima da Carvoeira pode ser dupla com um terno a 400 kV ou outro a 220 kV. Este circuito de 220 kV, com a sua ligação à subestação da Carvoeira, constituirá o novo circuito Rio Maior-Carvoeira 2.

ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas analisadas, a estratégia de reforço de alimentação à subestação da Carvoeira, descrita neste projeto, ao tirar partido do futuro eixo a 400 kV entre Rio Maior e a 'zona norte de Lisboa' (Fanhões), permite evitar a construção de duas linhas distintas em traçados muito próximos, minimizando a ocupação territorial e os custos de implementação. Neste contexto, a proposta inscrita neste projeto, face a um eventual reforço com um novo traçado, apresenta-se como a alternativa mais económica.

Nova Ligação a 220 kV entre as subestações de Rio Maior e de Carvoeira



REFORÇO DA POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO NA RNT

ENQUADRAMENTO:

Para dar cumprimento a requisitos de segurança do abastecimento dos consumos, o PDIRT 2025-2034 contempla no conjunto dos Projetos Base o reforço e/ou substituição da potência de transformação em várias subestações, de forma a assegurar uma adequada capacidade de transformação, em conformidade com os Padrões de Segurança para Planeamento da RNT. Neste contexto, o reforço de transformação para apoio à RND aqui previsto permitirá assegurar a pretendida garantia de segurança de abastecimento dos consumos que dependem das referidas instalações.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervir: Diversas

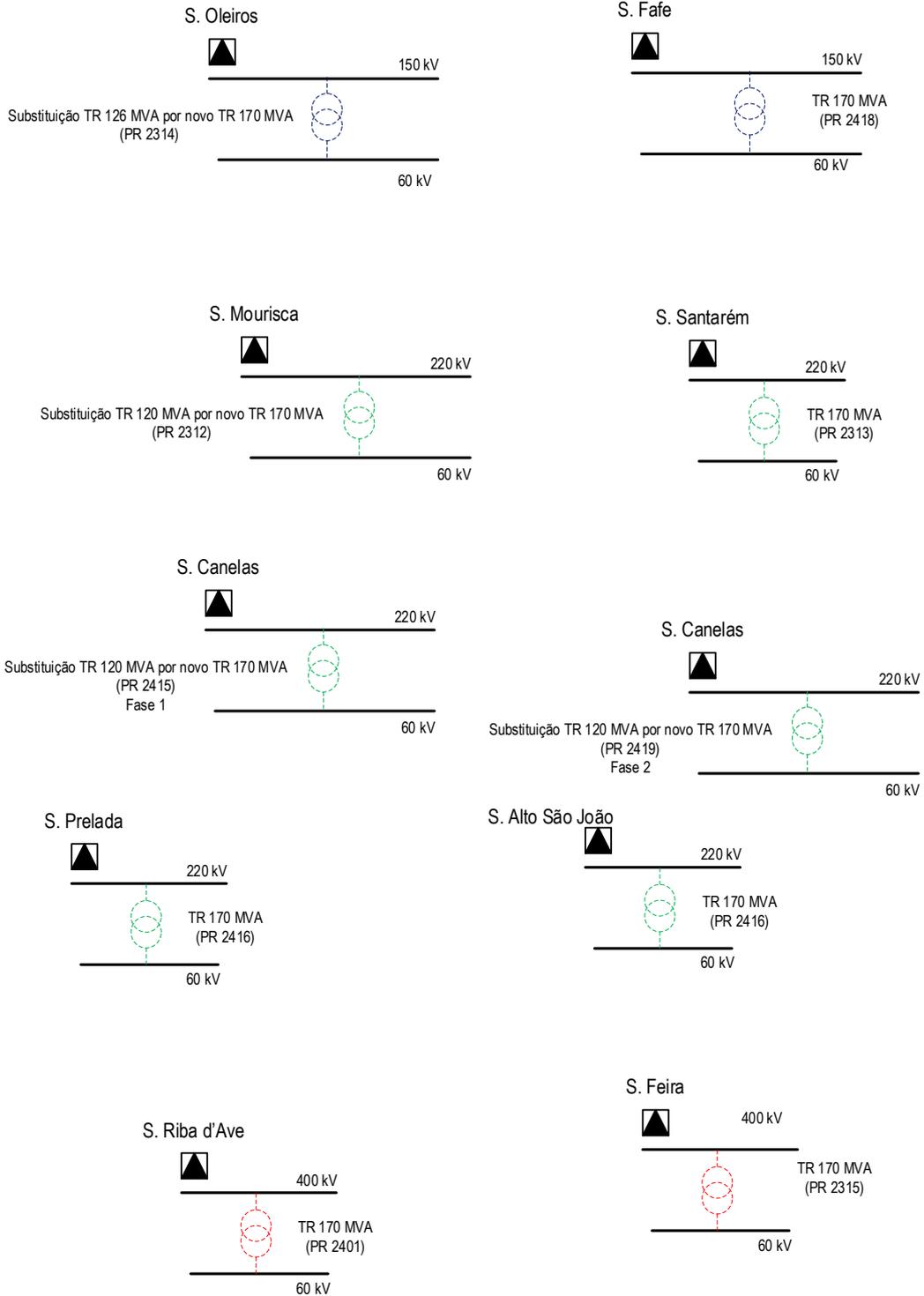
Data objetivo: 2028 - 2034

	<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
SE Oleiros	Projeto PR2314 - Reforço de transformação em Oleiros - substituição de unidade existente (2030)	2,5	Ligação à RND - Zona norte do Grande Porto
SE Riba d'Ave	Projeto PR2401 - Reforço de transformação em Riba d'Ave (2027)	6,1	Ligação à RND - Zona norte do Grande Porto
SE Fafe	Projeto PR2418 - Reforço de transformação em Fafe (2030)	4,1	Ligação à RND - Zona norte do Grande Porto
SE Canelas	Projeto PR2415 - Reforço de transformação em Canelas Fase 1-substituição de unidade existente (2029)	2,6	Ligação à RND - Zona do Grande Porto
SE Prelada	Projeto PR2416 - Reforço de transformação em Fafe (2030)	5,2	Ligação à RND - Zona do Grande Porto
SE Canelas	Projeto PR2419 - Reforço de transformação em Canelas Fase 2-substituição de unidade existente (2032)	2,6	Ligação à RND - Zona do Grande Porto
SE Mourisca	Projeto PR2312 - Reforço de transformação em Mourisca -substituição de unidade existente (2028)	2,7	Ligação à RND
SE Santarém	Projeto PR2313 - Reforço de transformação em Santarém - 220/60 kV (2031)	4,5	Ligação à RND
SE A.S. João	Projeto PR2417 - Reforço de transformação no A. S. João (2034)	5,2	Ligação à RND
SE Feira	Projeto PR2315 - Reforço de transformação na Feira - 3º transformador 400/60 kV (2028)	4,6	Ligação à RND

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento de consumos;
- Melhoria da fiabilidade da rede e da qualidade de serviço.

Reforço de potência de transformação na RNT



NOVOS PAINÉIS DE LINHA A 60 kV EM SUBESTAÇÕES DA RNT PARA APOIO À RND

ENQUADRAMENTO:

Para dar cumprimento a requisitos de segurança do abastecimento dos consumos, o PDIRT 2025-2034 contempla no conjunto dos projetos Base novos painéis de 60 kV para ligações à Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND). Foi contemplado a construção de novos painéis de linha (PL), em articulação com o operador da RND, na subestação de Ourique os dois painéis a 60 kV 'Ourique' e 'Castro Verde', para 2026.

Âmbito: Ligação à RND

Rede a intervencionar: — 60 kV

Data objetivo: 2027

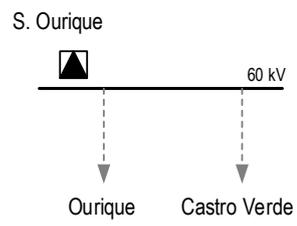
	<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
SE Ourique	Projeto PR2106 - 2 PL (Ourique e Castro Verde) a 60 kV em Ourique	1,3	

* A avaliação dos benefícios deste painel é identificada em sede de PDIRD, no âmbito do desenvolvimento da Rede Nacional de Distribuição.

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos;
- Garantir segurança 'n-1' na rede de distribuição em alta tensão (Redução da energia não-distribuída);
- Redução de perdas anual na RND.

Novos painéis de linha a 60 kV em subestações da RNT



CAPACITAÇÃO DA RNT PARA LIGAÇÃO DE MÚLTIPLAS PEQUENAS UNIDADES DE PRODUÇÃO NA RND COM POTÊNCIA ATRIBUÍDA - FASES 3 (PR2113)

ENQUADRAMENTO:

Este projeto contempla os PR2111 e PR2112 já aprovados no âmbito das aprovações do PDIRT 2022-2031. Este projeto completa os PR2111 e PR2112, já aprovados no âmbito das aprovações do PDIRT 2022-2031. Trata-se da instalação de um transformador 220/60 kV, 170 MVA, na subestação da Carvoeira.

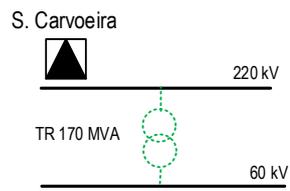
Âmbito: Integração na RNT de RES com potência atribuída na RND

Rede a intervir: Diversas

Data objetivo: 2028

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR2113 - Cap. RNT - lig. múltip. peq. unid.prod. RND c/ potência atribuída -Fase 3	4,1	Ligação de e elevado número de pequenas unidades de geração com potência atribuída na RND

Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidades de produção na RND
com potência atribuída – Fase 3



GESTÃO DE REATIVA

ENQUADRAMENTO:

A instalação de reatâncias shunt na RNT visa dotar a rede de meios operacionais que possibilitem evitar elevações de tensão excessivas, ao mesmo tempo que assegura condições de segurança mais adequadas na gestão e operação dos equipamentos constituintes da rede MAT. No caso de vir a entrar em serviço uma menor quantidade de centrais com capacidade de controlo das tensões na RNT face ao atualmente previsto e tendo vindo a observar-se na operação da RNT uma cada vez maior variabilidade dos perfis de tensão em curtos períodos de tempo (na ordem dos minutos), criando dificuldades ao seu controlo somente com recurso a equipamentos sem regulação instantânea da sua capacidade de absorção de reativa, propõe-se neste Plano equipamentos de controlo de reativa seja do tipo STATCOM que permitem um controlo automático e instantâneo da tensão através de uma regulação da potência reativa a absorver ou a injetar na RNT. No caso das unidades STATCOM, com DFI condicionada, para suporte a uma decisão final sobre a instalação destes dispositivos, o ORT manterá a devida monitorização da RNT e do SEN, designadamente quanto aos perfis de tensão na rede e do contributo da nova geração renovável para esse controlo, bem como o número de horas anuais em que as dificuldades de controlo de tensão se revelam e a quantidade de linhas que seja necessário desligar como contributo para esse controlo, com a devida ponderação sobre os riscos que esta ação acarreta em termos da estrutura da rede e de integridade e longevidade dos seus ativos.

Âmbito: Operacionalidade Global do SEN

Rede a intervencionar: — 400 kV

Data objetivo: 2027-2029

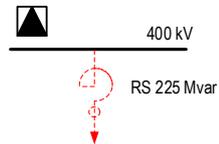
<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1006 - <i>Compensação de reativa - 1ª fase</i>	4,4	Operacionalidade Global do SEN
Projeto PR1511 - <i>Compensação de reativa - 2ª fase</i>	25,0	Operacionalidade Global do SEN
Projeto PR2411 - <i>Compensação de reativa - 3ª fase</i>	25,0	Operacionalidade Global do SEN
Projeto PR2412 - <i>Compensação de reativa - 4ª fase</i>	4,4	Operacionalidade Global do SEN

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Melhoria da fiabilidade de operação da RNT;
- Aumento da qualidade de serviço;
- Dotar a rede das condições adequadas à gestão de reativa e controlo de tensões na RNT.

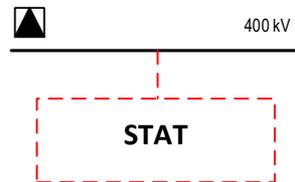
Compensação de reativa - Fase 1

S. Ferreira do Alentejo



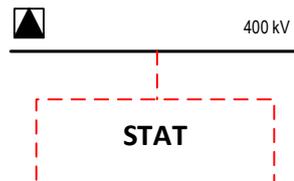
Compensação de reativa - Fase 2

STATCOM
(subestação a definir)



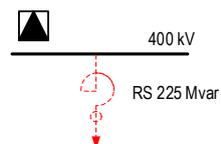
Compensação de reativa - Fase 3

STATCOM
Pegões



Compensação de reativa - Fase 4

Fundão



MELHORIA DA INÉRCIA NA RNT

ENQUADRAMENTO:

As variações de frequência no sistema elétrico ocorrem devido a desequilíbrios entre a geração e o consumo. Nestes casos, a energia armazenada nas massas girantes dos geradores síncronos, em virtude da inércia mecânica destas unidades, pode contribuir para contrariar instantaneamente o desequilíbrio, pelo que a resposta inercial das máquinas síncronas é essencial para sustentar a variação de frequência de modo a restabelecer de forma definitiva o equilíbrio entre a geração e o consumo e consequentemente o valor nominal da frequência.

Com o crescimento da potência instalada nas tecnologias eólica e solar, e previsível incorporação da mesma no mix de geração em cada instante, o número de horas no ano com geração sem inércia irá aumentar substancialmente. De forma a mitigar esta situação a presente proposta do PDIRT preconiza a instalação de duas unidades de compensação síncrona na zona sul do país. A decisão final sobre a instalação do compensador síncrono depende da monitoração do comportamento da rede, no caso do compensador síncrono, associado aos valores de inércia presentes na rede e da avaliação sobre o número de horas em que a rede opera com valores de inércia abaixo de um limiar a definir, tendo em conta a metodologia que a ENTSO-E se encontra a desenvolver.

Âmbito: Operacionalidade Global do SEN

Rede a intervir: — 400 kV

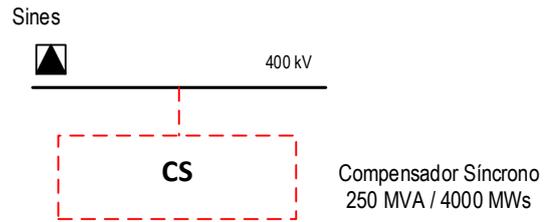
Data objetivo: 2029-2032

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR2332 - <i>Melhoria da Inércia na RNT - 1ª fase</i>	65,0	Operacionalidade Global do SEN
Projeto PR2333 - <i>Melhoria da Inércia na RNT - 2ª fase</i>	65,0	Operacionalidade Global do SEN

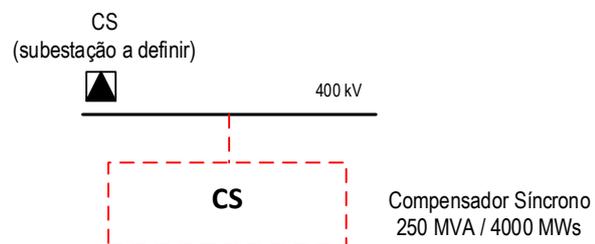
BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Melhoria da fiabilidade de operação da RNT;
- Dotar a rede das condições adequadas à gestão da inércia na RNT.

Melhoria da Inércia na RNT - Fase 1



Melhoria da Inércia - Fase 2





07 ANEXOS

ANEXO 8

FICHAS DOS PROJETOS
COMPLEMENTARES

REN 

Nota explicativa:

O presente anexo procura realizar um enquadramento e justificação dos Projetos Complementares do PDIRT, contendo o conjunto de projetos que decorrem de novas necessidades de rede com origem externa à RNT e que não representam compromissos já assumidos com o operador da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (ORD) traduzidos no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD).

Cada projeto de investimento está explicado numa ficha ‘padrão’, que contém consoante aplicável até cinco campos de informação: (i) enquadramento; (ii) benefícios esperados; (iii) descrição; (iv) alternativas; (v) diagrama unifilar.

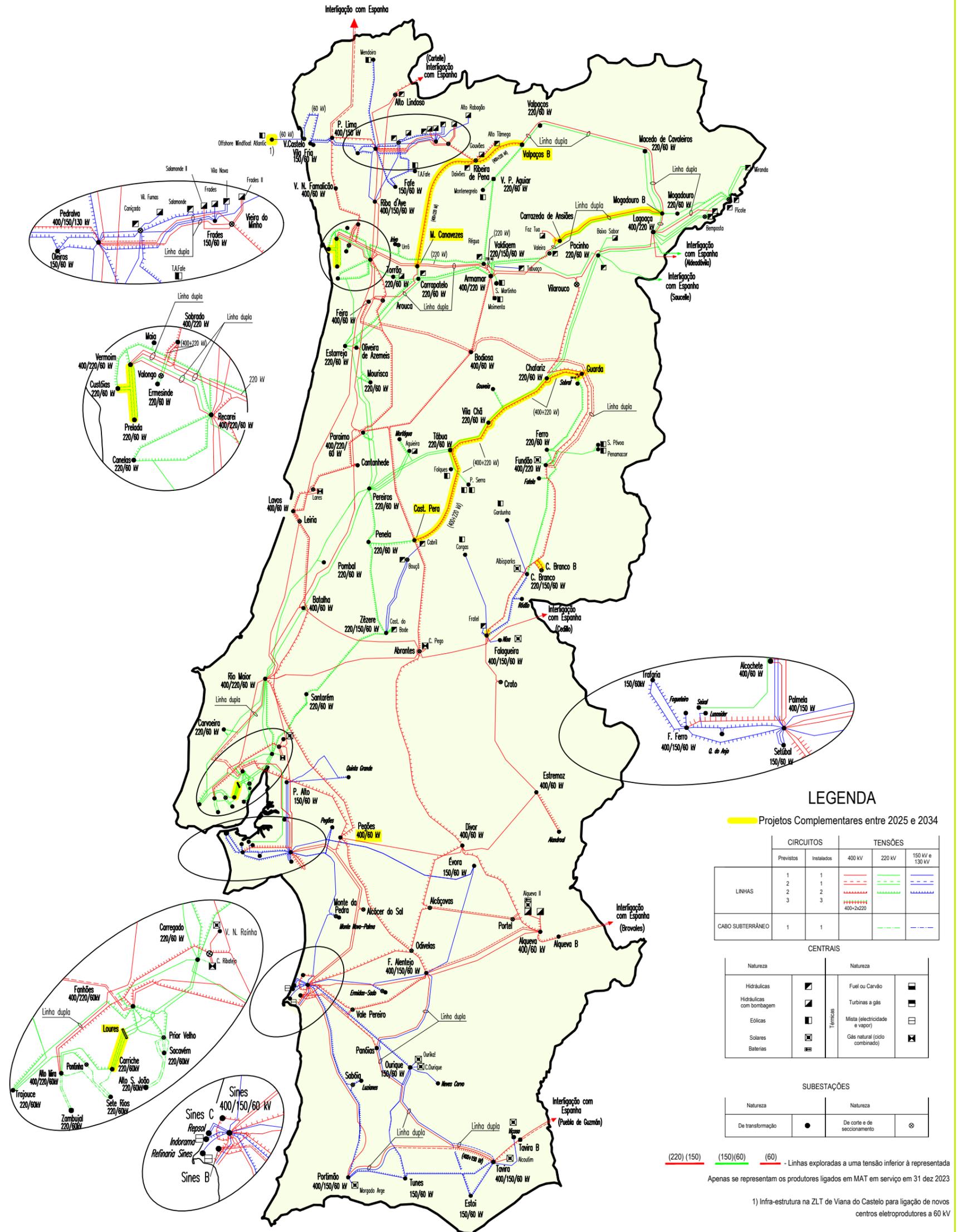
Esta forma de organização tem em vista proporcionar uma maior facilidade de visualização, análise e tratamento deste conjunto de informação, assim como facultar uma fácil ligação ao corpo do documento.

De assinalar ainda que uma discriminação mais pormenorizada do equipamento associado a cada projeto é apresentada no Anexo 9, para a totalidade dos projetos de investimento, que compõem a presente proposta de PDIRT.

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2025-2034

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2034 CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES



Legenda

Quadro I - Código de Cores

400 kV	
220 kV	
150 kV	
60 kV	

Quadro II - Equipamento

Classe	Dispositivo	Concluído / Instalado	Projetado
Linhas	Aérea		
	Cabo Subterrâneo		
Instalações	Subestação		
	Posto de Corte		
	Transformador		
	Autotransformador		
	Painel de Linha		
Equipamento a Desclassificar			
Linha Dupla			

Nota: Os elementos afetos aos projetos estão identificados a cores (segundo o código por nível de tensão). A preto estão assinalados outros elementos da RNT ou do SEN que contribuem para a compreensão do desenho.

* Reforço de painéis

FAIXA LITORAL A NORTE DO GRANDE PORTO

ZONA LIVRE TECNOLÓGICA DE VIANA DO CASTELO (PR2414)

ENQUADRAMENTO:

Com as Fases 1 e 2 do projeto de Receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo (PR1515 e PR2109), ambas aprovadas pelo concedente e em que a primeira já foi concluída, ficam criadas as condições para conduzir até à subestação de Vila Fria da RNT energia renovável offshore produzida ao largo de Viana do Castelo. Recorde-se que no presente, em terra a ligação do cabo submarino da RNT, preparado para 150 kV mas a operar a 60 kV, é feita à instalação da RND de Monserrate. Neste contexto, prevê-se a colocação em serviço de uma infraestrutura *offshore*, à qual se poderão ligar, a 60 kV, os *array cables* de centros eletroprodutores offshore, e onde liga também o cabo submarino da RNT existente, ainda a operar a 60 kV. Em terra, a infraestrutura da RNT de ligação à subestação de Vila Fria, embora prevista para 150 kV fica também ela a operar a 60 kV nesta fase. Com esta solução, é possível receber um montante de potência até 80 MVA (incluindo-se neste valor a potência já em serviço).

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável.

Rede a intervencionar: — 60 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR2414- Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo	80 a 145	Desenvolvimento. do aproveitamento do potencial de energia renovável

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da capacidade de receção de nova geração offshore;
- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

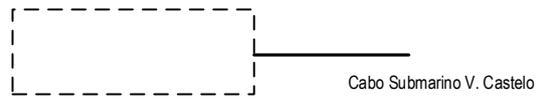
DESCRIÇÃO:

Prevê-se a colocação em serviço de uma infraestrutura *offshore*, à qual se poderão ligar, a 60 kV, os *array cables* de centros eletroprodutores offshore.

ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas analisadas, o presente projeto de desenvolvimento da RNT constitui a melhor solução conjunta, concorrendo de uma forma harmonizada para os diferentes objetivos em vista.

Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo



↑
Instalação de infra-estrutura na ZLT de Vianado Castelo, na
extremidade marítima do circuito V. Castelo (mar) – V. Castelo (terra)

ALIMENTAÇÃO À LINHA FERROVIÁRIA DE ALTA VELOCIDADE PORTO - LISBOA (PR2403 E PR2413)

ENQUADRAMENTO:

A alimentação elétrica à linha ferroviária de alta velocidade Porto - Lisboa prevê quatro pontos de alimentação a partir da RNT. Para tal, prevê-se a abertura de três novas instalações da RNT, em: (i) na 'zona de Oliveira de Azeméis/Estarreja'; (ii) na 'zona de Cantanhede'; (iii) na 'zona de Leiria'. A quarta alimentação à rede ferroviária poderá ser realizada a partir da atual subestação da RNT de Rio Maior.

As três novas instalações acima referidas, para além de proporcionar as condições necessárias à alimentação elétrica à linha ferroviária de alta velocidade Porto - Lisboa, enquanto seu principal indutor, traduzem-se igualmente em novos pontos da RNT podendo servir de apoio à alimentação a outros consumos com ligação em MAT, ou mesmo centros electroprodutores, caso e quando esse interesse se verifique.

Indutor(es): Ligação a polos de consumo

Rede a intervencionar: — 400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR2403 - <i>Linha ferroviária de Alta velocidade Porto - Lisboa - Fase 1</i>	70,1	Ligação a polos de consumo
Projeto PR2413 - <i>Linha ferroviária de Alta velocidade Porto - Lisboa - Fase 2</i>	26,7	Ligação a polos de consumo

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.

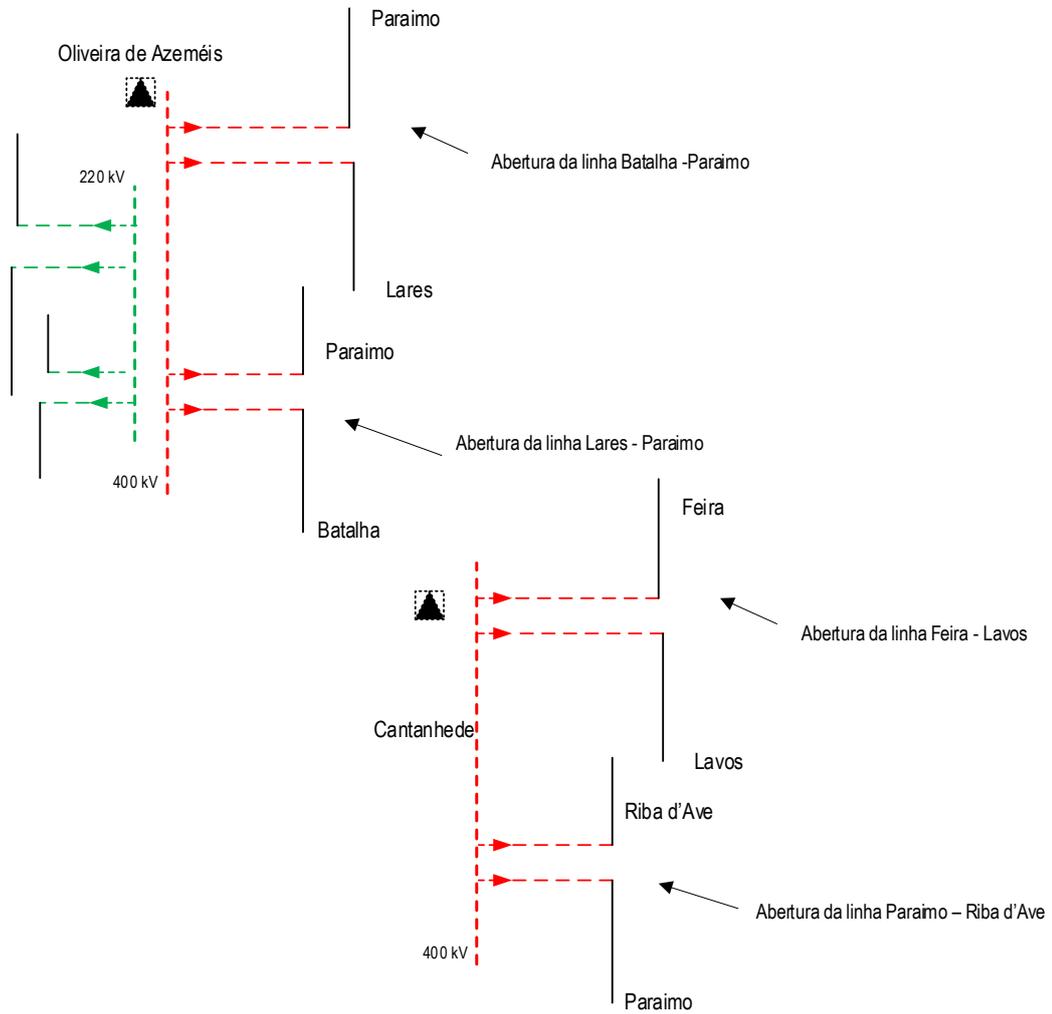
DESCRIÇÃO:

Estes projetos prevêem a abertura de três novas instalações da RNT, de 400 kV, em: (i) na 'zona de Oliveira de Azeméis/Estarreja'; (ii) na 'zona de Cantanhede'; (iii) na 'zona de Leiria', alimentadas através da abertura de linhas de 400 kV e 220 kV existentes.

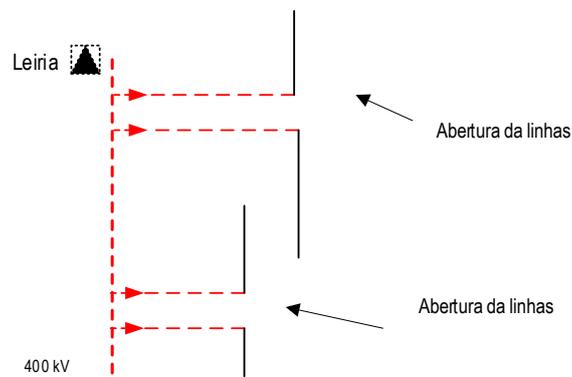
ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas analisadas, o presente projeto de desenvolvimento da RNT constitui a melhor solução conjunta, concorrendo de uma forma harmonizada para os diferentes objetivos em vista.

Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto – Lisboa – Fase 1



Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto – Lisboa – Fase 2



TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

FLEXIBILIDADE DE OPERAÇÃO DA REDE NA ZONA DE TRÁS-OS-MONTES - FASE 2 (PR2406)

ENQUADRAMENTO:

No PNEC 2030 estão definidas metas de capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia no horizonte 2030. O cenário Ambição do RMSA-E 2023 reflete essas mesmas metas, extrapolando-as para além de 2030.

Por forma a dar condições de rede para o cumprimento desses objetivos no que se refere à integração de RES, nomeadamente eólica onshore, este Plano apresenta um conjunto de projetos que visam criar nova capacidade de receção na RNT. Assim, fazem parte a remodelação do troço da linha a 220 kV Mogadouro - Valeira situado entre as futuras subestações de 'Mogadouro B' e de 'Carrazeda de Ansiães' para linha dupla com um terno a 400 kV e outro a 220 kV, estabelecendo uma ligação a 400 kV entre 'Mogadouro B' e 'Carrazeda de Ansiães'.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Rede a intervir:  400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR2406 - Flexibilidade de operação da rede na zona de Trás-os-Montes - Fase 2	65,9	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável - Zona de Trás-os-Montes

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional

-- Aumento da capacidade de receção de nova geração.

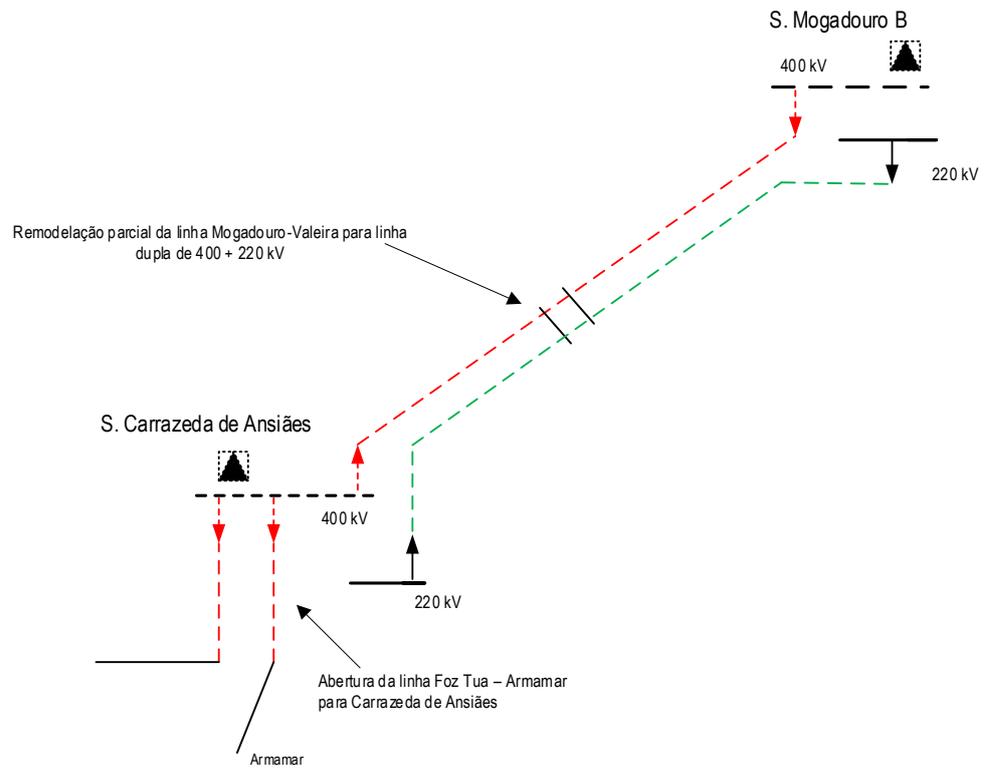
DESCRIÇÃO:

Prevê ainda a remodelação do troço da linha a 220 kV Mogadouro - Valeira situado entre a futura subestação de 'Mogadouro B' e a nova de 'Carrazeda de Ansiães' para linha dupla com um terno a 400 kV e outro a 220 kV, estabelecendo uma ligação a 400 kV entre 'Mogadouro B' e 'Carrazeda de Ansiães'.

ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas analisadas, o presente projeto de desenvolvimento da RNT constitui a melhor solução conjunta, concorrendo de uma forma harmonizada para os diferentes objetivos em vista.

Flexibilidade de Operação da rede na zona de Trás-os-Montes – Fase 2



REFORÇO DA CAPACIDADE DE DE RECEÇÃO AO ENCONTRO DOS OBJETIVOS PNEC 2030 E RMSA-E 2023

REFORÇO DE REDE PARA INCREMENTO DE CAPACIDADE DE RECEÇÃO - BLOCO 1 FASE 1 (PR2407)

ENQUADRAMENTO:

No PNEC 2030 estão definidas metas de capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia no horizonte 2030. O cenário Ambição do RMSA-E 2023 reflete essas mesmas metas, extrapolando-as para além de 2030.

Por forma a dar condições de rede para o cumprimento desses objetivos no que se refere à integração de RES, nomeadamente eólica onshore, este Plano apresenta um conjunto de projetos que visam criar nova capacidade de receção na RNT. Assim prevê-se a abertura da subestação 400/220 kV da 'Guarda', equipada com um autotransformador 400/220 kV; desvio para a subestação da 'Guarda' das linhas Fundão - Vilarouco e Fundão - Bodiosa, a 400 kV, e da linha dupla Chafariz - Ferro, a 220 kV.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Rede a intervencionar:  400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR2407 - Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 1	47,7	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.
- Aumento da capacidade de receção de nova geração

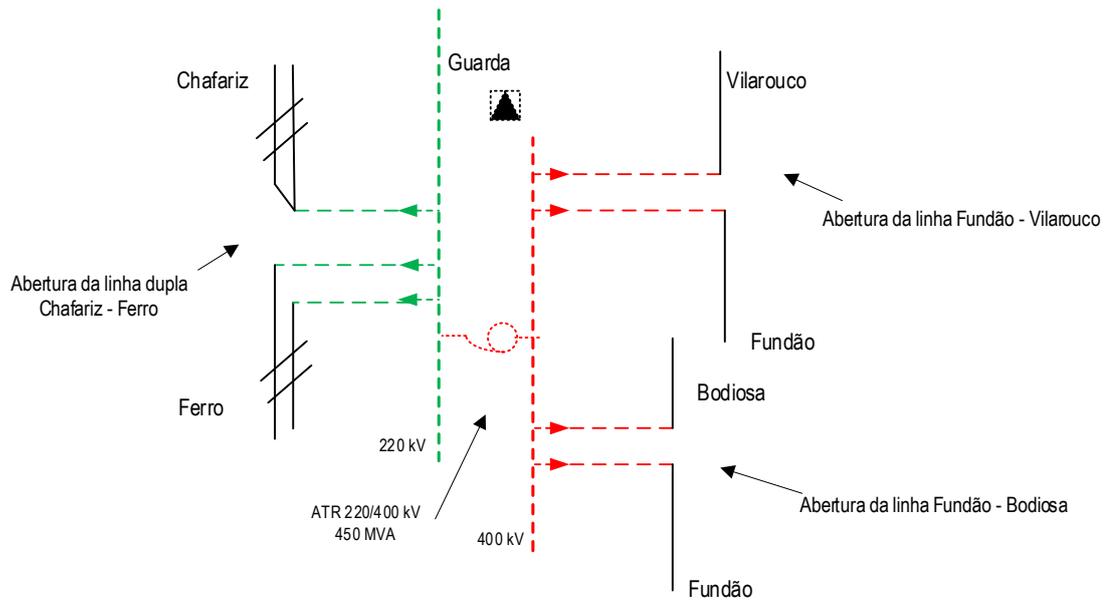
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a abertura da subestação 400/220 kV da 'Guarda', equipada com um autotransformador 400/220 kV; desvio para a subestação da 'Guarda' das linhas Fundão - Vilarouco e Fundão - Bodiosa, a 400 kV, e da linha dupla Chafariz - Ferro, a 220 kV.

ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas analisadas, o presente projeto de desenvolvimento da RNT constitui a melhor solução conjunta, concorrendo de uma forma harmonizada para os diferentes objetivos em vista.

Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 1



REFORÇO DA CAPACIDADE DE DE RECEÇÃO AO ENCONTRO DOS OBJETIVOS PNEC 2030 E RMSA-E 2023

- REFORÇO DE REDE PARA INCREMENTO DE CAPACIDADE DE RECEÇÃO - BLOCO 1 FASE 2 (PR2408)

ENQUADRAMENTO:

No PNEC 2030 estão definidas metas de capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia no horizonte 2030. O cenário Ambição do RMSA-E 2023 reflete essas mesmas metas, extrapolando-as para além de 2030.

Por forma a dar condições de rede para o cumprimento desses objetivos no que se refere à integração de RES, nomeadamente eólica onshore, este Plano apresenta um conjunto de projetos que visam criar nova capacidade de receção na RNT. Assim prevê-se um novo posto de corte de 'Castelo Branco B' com passagem à exploração a 400 kV da linha Falagueira - Castelo Branco (atualmente a funcionar a 150 kV) com prolongamento desta até ao posto de corte de 'Castelo Branco B'.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Rede a intervir:  400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR2408 - Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 2	4,8	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.
- Aumento da capacidade de receção de nova geração

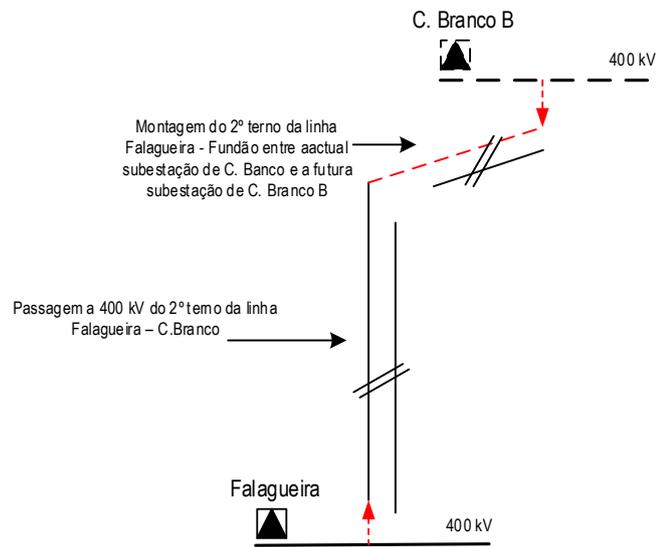
DESCRIÇÃO:

Novo posto de corte de 'Castelo Branco B' com passagem à exploração a 400 kV da linha Falagueira - Castelo Branco (atualmente a funcionar a 150 kV) com prolongamento desta até ao posto de corte de 'Castelo Branco B'.

ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas analisadas, o presente projeto de desenvolvimento da RNT constitui a melhor solução conjunta, concorrendo de uma forma harmonizada para os diferentes objetivos em vista.

Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 2



REFORÇO DA CAPACIDADE DE DE RECEÇÃO AO ENCONTRO DOS OBJETIVOS PNEC 2030 E RMSA-E 2023

- REFORÇO DE REDE PARA INCREMENTO DE CAPACIDADE DE RECEÇÃO - BLOCO 1 FASE 3 (PR2409)

ENQUADRAMENTO:

No PNEC 2030 estão definidas metas de capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia no horizonte 2030. O cenário Ambição do RMSA-E 2023 reflete essas mesmas metas, extrapolando-as para além de 2030.

Por forma a dar condições de rede para o cumprimento desses objetivos no que se refere à integração de RES, nomeadamente eólica onshore, este Plano apresenta um conjunto de projetos que visam criar nova capacidade de receção na RNT. Assim prevê a abertura do posto de corte de 400 kV de ‘Castanheira de Pera’ e reconstrução para linha dupla de 400+220 kV de atuais linhas de 220 kV no eixo ‘Guarda’ - Chafariz - Vila Chã - Tábua - ‘Castanheira de Pera’.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Rede a intervir:  400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR2409 - Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 3	131,0	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.
- Aumento da capacidade de receção de nova geração

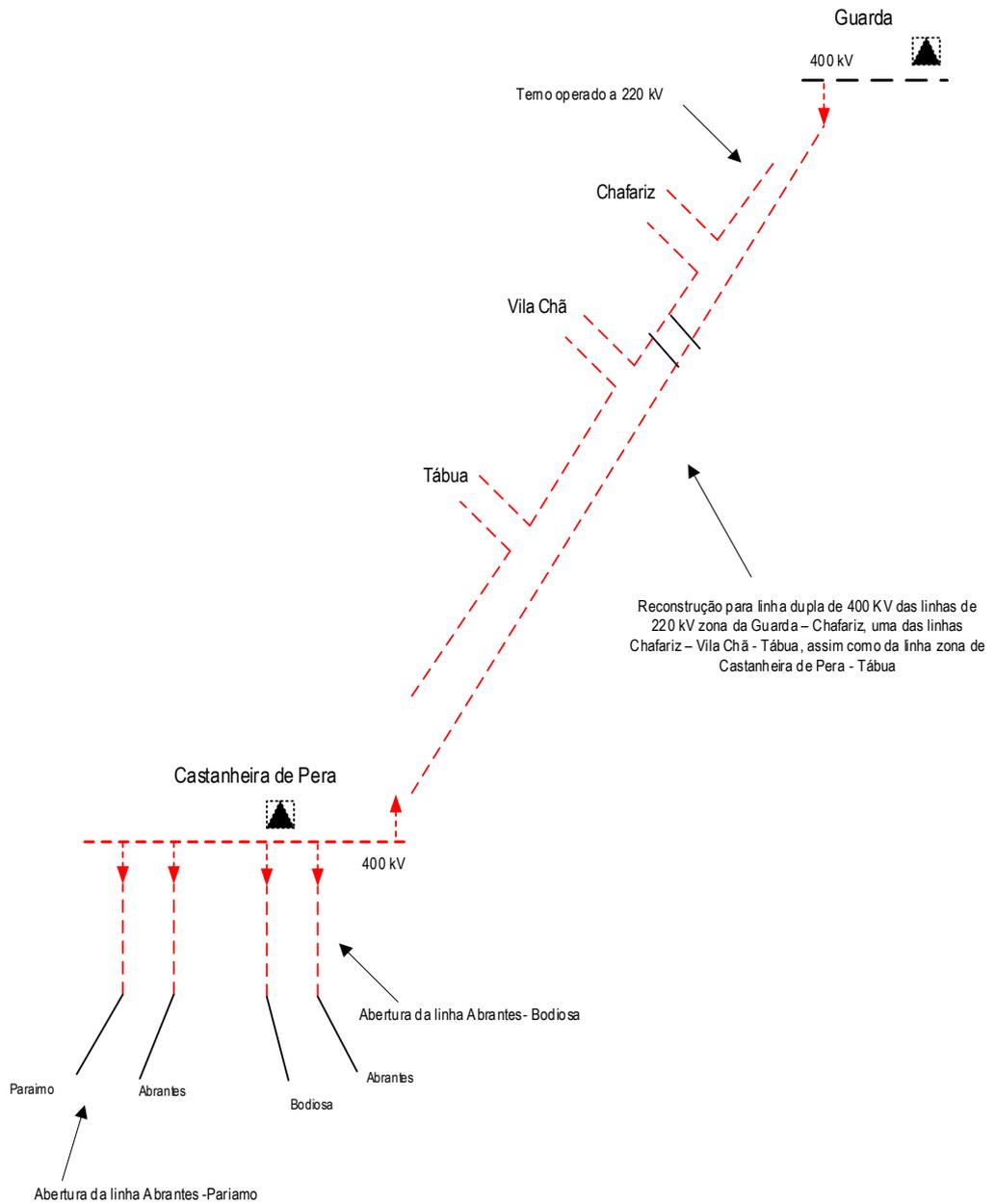
DESCRIÇÃO:

Abertura do posto de corte de 400 kV de ‘Castanheira de Pera’ e reconstrução para linha dupla de 400+220 kV de atuais linhas de 220 kV no eixo ‘Guarda’ - Chafariz - Vila Chã - Tábua - ‘Castanheira de Pera’.

ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas analisadas, o presente projeto de desenvolvimento da RNT constitui a melhor solução conjunta, concorrendo de uma forma harmonizada para os diferentes objetivos em vista.

Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 3



REFORÇO DA CAPACIDADE DE DE RECEÇÃO AO ENCONTRO DOS OBJETIVOS PNEC 2030 E RMSA-E 2023

- REFORÇO DE REDE PARA INCREMENTO DE CAPACIDADE DE RECEÇÃO - BLOCO 2 (PR2410)

ENQUADRAMENTO:

No PNEC 2030 estão definidas metas de capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia no horizonte 2030. O cenário Ambição do RMSA-E 2023 reflete essas mesmas metas, extrapolando-as para além de 2030.

Por forma a dar condições de rede para o cumprimento desses objetivos no que se refere à integração de RES, nomeadamente eólica onshore, este Plano apresenta um conjunto de projetos que visam criar nova capacidade de receção na RNT. Assim prevê a abertura do posto de corte a 400 kV de ‘Marco de Canavezes’ e da subestação 400/220 kV de ‘Valpaços B’ (equipada com um autotransformador 400/220 kV); passagem à exploração a 400 kV do troço entre ‘Marco de Canavezes e ‘Valpaços B’ da linha Carrapatelo - Vila Pouca de Aguiar (inicialmente a operar a 220 kV); desvio para o posto corte de ‘Marco de Canavezes’ das linhas Armamar - Recarei e Carrapatelo - Vila Pouca de Aguiar; desvio para a subestação de ‘Valpaços B’ das linhas Ribeira de Pena - Mogadouro B e Valpaços - Vila Pouca de Aguiar.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Rede a intervencionar:  400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR2410 - Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 2	59,5	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento à escala nacional.
- Aumento da capacidade de receção de nova geração

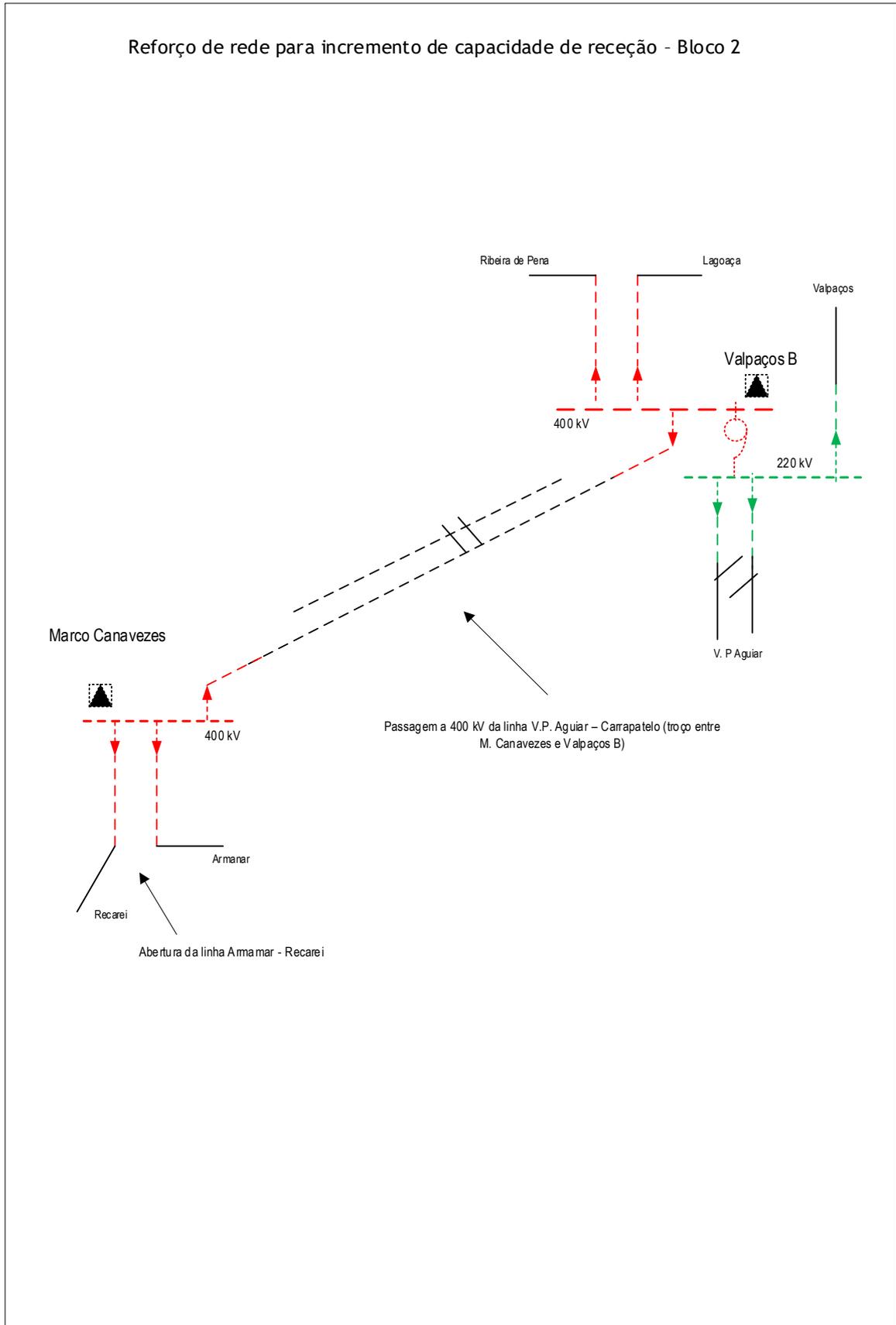
DESCRIÇÃO:

Abertura do posto de corte a 400 kV de ‘Marco de Canavezes’ e da subestação 400/220 kV de ‘Valpaços B’ (equipada com um autotransformador 400/220 kV); passagem à exploração a 400 kV do troço entre ‘Marco de Canavezes e ‘Valpaços B’ da linha Carrapatelo - Vila Pouca de Aguiar (inicialmente a operar a 220 kV); desvio para o posto corte de ‘Marco de Canavezes’ das linhas Armamar - Recarei e Carrapatelo - Vila Pouca de Aguiar; desvio para a subestação de ‘Valpaços B’ das linhas Ribeira de Pena - Mogadouro B e Valpaços - Vila Pouca de Aguiar.

ALTERNATIVAS:

De entre as diversas alternativas analisadas, o presente projeto de desenvolvimento da RNT constitui a melhor solução conjunta, concorrendo de uma forma harmonizada para os diferentes objetivos em vista.

Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 2



ALENTEJO

CRIAÇÃO DO PONTO INJETOR DE PEGÕES (PR0968)

ENQUADRAMENTO:

Para reforço de abastecimento aos consumos no eixo Pegões - Vendas Novas - Montemor-o-Novo, foi previsto a abertura de uma nova subestação da RNT na zona de Pegões, tirando partido da subestação (inicialmente a funcionar como posto de corte) da RNT que se torna necessário estabelecer naquela zona com o eixo a 400 kV Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões..

Indutor(es): Ligação a polos de consumo

Rede a intervir: — 400 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR0968 - Criação do injetor Pegões	7,3	Ligação a polos de consumo

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da segurança de abastecimento dos consumos localizados no eixo Pegões-Vendas Novas-Montemor-o-Novo;
- Aumento da qualidade de serviço;
- Redução anual de perdas na RND a avaliar em estudos conjuntos entre ambos os operadores.

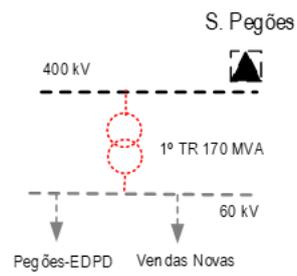
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a instalação de transformação 400/60 kV na subestação de Pegões (prevista a funcionar, inicialmente, como posto de corte). O projeto prevê também, nesta instalação, o equipar de dois painéis de linha de 60 kV, com as designações 'Vendas Novas' e 'Pegões-EDPD'.

ALTERNATIVAS:

A abertura de um novo injetor na zona de Pegões constitui uma solução que, para o fim em vista, assegurar e melhorar o abastecimento dos consumos.

Criação do ponto injetor de Pegões



REFORÇO DA CAPACIDADE DE TRANSPORTE EM LINHAS DA RNT (PR1907)

ENQUADRAMENTO:

O crescente grau de incerteza e variabilidade que se prevê ter lugar sobre os fluxos na RNT, com um parque produtor que propicia elevados fluxos sul-norte em regimes de elevada incidência solar e reduzida ou moderada eolicidade e hidraulicidade, ‘versus’ fluxos de maior predominância no sentido norte-sul em regimes de reduzida incidência solar e maior expressão de produção de base eólica e hídrica, contribui para aumentar a pressão sobre a ocupação dos eixos a 220 kV na zona centro da rede. Com este projeto, visa-se dotar de maior capacidade de transporte um conjunto de linhas de 220 kV localizadas na região centro, que no presente ainda não se encontram dimensionadas em conformidade com o atual padrão de 85° como temperatura máxima de operação.

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Rede a intervencionar: — 220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
<i>Projeto PR1907 - Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT</i>	5,6	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável - Zona Centro

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Aumento da capacidade de transporte em eixos de 220 kV da RNT;
- Melhoria da fiabilidade de operação da RNT;

DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê o reforço (para 85°) da capacidade de transporte das atuais linhas a 220 kV:

- Linha dupla Penela-Zêzere 1 e 2
- Linha dupla Pereiros-Penela 1 e 2
- Linha dupla Zêzere-Santarém 1 e 2

TRÁS-OS-MONTES E EIXO DO DOURO

OTIMIZAÇÃO DE CORREDORES NA REGIÃO DEMARCADA DO ALTO DOURO VINHATEIRO (PR1431)

ENQUADRAMENTO:

A região demarcada do Alto Douro Vinhateiro (ADV), elevada a Património da Humanidade pela UNESCO, é atualmente atravessada por alguns dos eixos da RNT que possibilitam o escoamento dos montantes de produção com localização nesta região, em particular dos aproveitamentos hidroelétricos do rio Douro. Tendo presente o compromisso resultante da DIA da linha Armamar - Recarei, a 400 kV, relativo à otimização de corredores de linhas da RNT no ADV, foram identificadas possíveis intervenções no sentido de minimizar os efeitos negativos sobre o património e paisagem na zona do Alto Douro Vinhateiro. A análise efetuada incidiu prioritariamente sobre a otimização de linhas da RNT cujos corredores se situam no interior da área demarcada do ADV e que serão passíveis de realocização fora desta área demarcada, tendo sido identificada uma hipótese de otimização de corredores, com concentração, implicando a construção de cerca de 47 km de novas linhas de 220 kV, simples e duplas, e a desmontagem de 50 km de linhas existentes.

Indutor(es): Sustentabilidade

Rede a intervir:  220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1431 - <i>Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro</i>	13,0	Sustentabilidade - Alto Douro Vinhateiro (ADV)

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Redução do impacte ambiental das infraestruturas da RNT localizadas na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro.

DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a possibilidade de realocização de alguns troços de atuais linhas a 220 kV, para fora da região demarcada do Alto Douro Vinhateiro, implicando a construção de uma extensão aproximada de 47 km de novas linhas, em simultâneo com o descomissionamento de cerca de 50 km de linhas existentes.

ALTERNATIVAS:

Não se consideraram alternativas a este projeto.

GRANDE PORTO

REFORMULAÇÃO DA REDE DE 220 kV NA ZONA DO PORTO (PR1210)

ENQUADRAMENTO:

A reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto tem como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental. Para esta finalidade, e tendo em atenção a elevada densidade populacional na zona do Porto, encontra-se proposto neste Plano o recurso a soluções de transporte de energia elétrica em MAT suportadas na utilização de circuitos enterrados de 220 kV. O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço nesta zona, de elevado consumo, nomeadamente quando se tem em consideração a menor exposição, desta tecnologia (circuito subterrâneo), a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade do respetivo equipamento já alcançada no nível de tensão de 220 kV.

Indutor(es): Sustentabilidade

Rede a intervir:  220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1210 - Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto	68,5	Sustentabilidade - Zona do Porto

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Redução do impacte ambiental das infraestruturas da RNT localizadas na zona da área urbana do Porto;
- Aumento da qualidade de serviço.

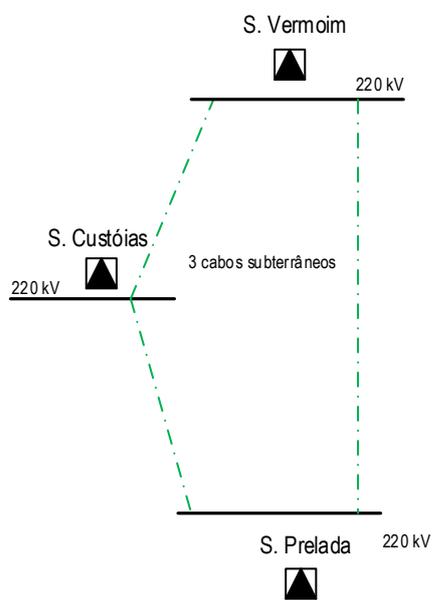
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a reformulação da rede na zona interior da área urbana do Porto, com o estabelecimento de novas ligações a 220 kV em circuito subterrâneo no eixo Vermoim - Custóias - Prelada, integrando a modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

ALTERNATIVAS:

Tendo em consideração o enquadramento acima, a solução identificada neste projeto constitui a alternativa possível de otimização territorial da rede na zona do Porto. De facto, para o objetivo de alcançar uma solução robusta e sustentável no tempo, em observância das políticas de ordenamento do território nesta zona, a solução preconizada passa pela modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto



REFORMULAÇÃO DA REDE DE 220 kV NA ZONA DE LISBOA (PR1211)

ENQUADRAMENTO:

A reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa tem como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental. Para esta finalidade, e tendo em atenção a elevada densidade populacional na zona de Lisboa, encontra-se proposto neste Plano o recurso a soluções de transporte de energia elétrica em MAT suportadas na utilização de circuitos enterrados de 220 kV. O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço nesta zona, de elevado consumo, nomeadamente quando se tem em consideração a menor exposição, desta tecnologia (circuito subterrâneo), a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade do respetivo equipamento já alcançada no nível de tensão de 220 kV.

Indutor(es): Sustentabilidade

Rede a intervir:  220 kV

<i>Designação do(s) projeto(s)</i>	Investimento [M€]	Bloco de projeto Análise Multicritério/ Custo-Benefício
Projeto PR1211 - Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa	58,8	Sustentabilidade - Zona de Lisboa

BENEFÍCIOS ESPERADOS:

- Redução do impacto sócio-ambiental das infraestruturas da RNT localizadas na zona da área urbana de Lisboa;
- Aumento da qualidade de serviço.

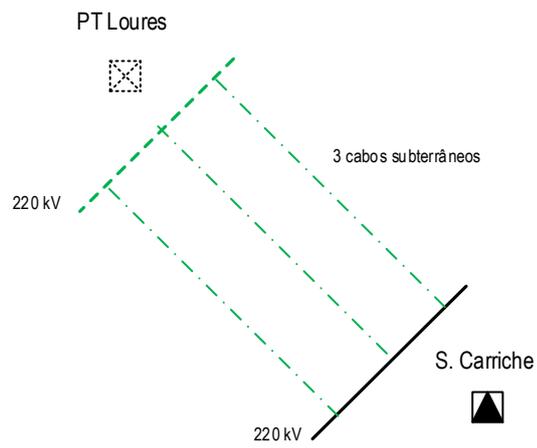
DESCRIÇÃO:

Este projeto prevê a reformulação da rede na zona interior da área urbana de Lisboa, com o estabelecimento de novas ligações a 220 kV em circuito subterrâneo entre a zona ocidental de Loures e a subestação de Carriche, integrando a modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

ALTERNATIVAS:

Tendo em consideração o enquadramento acima, a solução identificada neste projeto constitui a alternativa possível de otimização territorial da rede na zona de Lisboa. Para o objetivo de alcançar uma solução robusta e sustentável no tempo, em observância das políticas de ordenamento do território nesta zona, a solução preconizada passa pela modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa





07 ANEXOS

ANEXO 9

DISCRIMINAÇÃO DOS PROJETOS BASE E
DOS PROJETOS COMPLEMENTARES DO
PDIRT

REN

Nota explicativa:

O presente anexo realiza uma discriminação pormenorizada, projeto a projeto, do equipamento/infraestruturas que permitem estabelecer as condições necessárias à concretização dos projetos inscritos na presente proposta de PDIRT.

Os Projetos Base aqui listados encontram-se agrupados segundo dois blocos: num primeiro bloco, apresenta-se o grupo de projetos associado à remodelação e à modernização de ativos da RNT em serviço; num segundo bloco, apresenta-se o conjunto de novos reforços com vista ao cumprimento dos compromissos já acordados com o ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega, e à manutenção da garantia de continuidade e qualidade de serviço da rede.

Tendo em vista uma maior facilidade de identificação e visualização deste conjunto de informação, o equipamento/infraestruturas associado aos Projetos Complementares do PDIRT, encontra-se discriminado no final da presente listagem, num subgrupo denominado por ‘Projetos Complementares’.

Siglas, Abreviaturas e Definições

AT	Autotransformador
InfrBase	Infraestrutura Base
PN_IB	Painel de Interbarras
PN_LN	Painel de Linha
PN_TR	Painel de Transformador
RS	Reatância <i>Shunt</i>
SE	Subestação Elétrica
TR	Transformador
Xn	Reatância de Neutro

Faixa Litoral a norte do Grande Porto

Projeto PR2314 *Reforço de Transformação em Oleiros - substituição de unidade existente*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
OLEIROS	1	TR	Transformador		150/60	170	2030
OLEIROS	-1	TR	Desativação de transformador (a transferir para outra subestação)		150/60	126	2030

Projeto PR2401 *Reforço de Transformação em Riba d' Ave*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
RIBA D' AVE	1	TR	Transformador		400/60	170	2027

Projeto PR2418 *Reforço de Transformação em Fafe*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
FAFE	1	TR	Transformador		150/60	170	2030

Trás-os-Montes e eixo do Douro

Projeto PR1913 *Melhoria na alimentação a Macedo de Cavaleiros*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			Linha M.Cavaleiros-Mogadouro B 2 (utilização do terno a 220 kV da linha dupla 400+220 kV Mogadouro B-Ribeira de Pena no troço entre M.Cavaleiros e Mogadouro B)	1x35	220		2028
M. CAVALEIROS	1	PN_LN	(Mogadouro B 2)		220		2028
MOGADOURO B	1	PN_LN	(Macedo 2)		220		2028

Grande Porto

Projeto PR2415 *Reforço de Transformação em Canelas - Fase 1*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
CANELAS	1	TR	Transformador		220/60	170	2029
CANELAS	-1	TR	Transformador		220/60	120	2029

Projeto PR2416 *Reforço de Transformação em Prelada*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
PRELADA	1	TR	Transformador		220/60	170	2033

Projeto PR2419 *Reforço de Transformação em Canelas - Fase 2*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
CANELAS	1	TR	Transformador		220/60	170	2032
CANELAS	-1	TR	Transformador		220/60	120	2032

Faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa

Projeto PR1041 *Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			Montagem do 2º terno na linha R. Maior-zona da Carvoeira	2x43	220		2028
CARVOEIRA	1	PN_LN	(Rio Maior 2)		220		2028
RIO MAIOR	1	PN_LN	(Carvoeira 2)		220		2028

Projeto PR2113 *Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unid. de produção na RND com potência atribuída - Fase 3*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
CARVOEIRA	1	TR	3º Transformador		220/60	170	2028

Projeto PR2312 *Reforço de transformação em Mourisca - Substituição de unidade existente*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
MOURISCA	1	TR	Transformador		220/60	170	2028
MOURISCA	-1	TR	Desativação de transformador		220/60	120	2028

Projeto PR2313 *Reforço de Transformação em Santarém - 3º transformador 220/60 kV*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
SANTARÉM	1	TR	Transformador		220/60	170	2031

Projeto PR2315 *Reforço de Transformação na Feira - 3º transformador 400/60 kV*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
FEIRA	1	TR	Transformador		400/60	170	2028

Beira interior

Projeto PR2412 *Compensação de reativa - 4ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
FUNDÃO	1	RS	Reatância Shunt com tomadas em carga		400	225	2028

Grande Lisboa e Península de Setúbal

Projeto PR2411 *Compensação de reativa - 3ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
PEGÕES	1	STAT	STATCOM		400	225	2028

Projeto PR2417 *Reforço de Transformação em Alto de São João*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
A.S.JOÃO	1	TR	Transformador		220/60	170	2034

Alentejo

Projeto PR1006 *Compensação de reativa - 1ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
F. ALENTEJO	1	RS	Reatância Shunt com tomadas em carga		400	225	2027

Projeto PR1511 *Compensação de reativa - 2ª fase*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
A DEFINIR	1	STAT	STATCOM		400	225	2029

Projeto PR2106 *2 PL (Ourique e Castro Verde) a 60 kV em Ourique*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
OURIQUE	2	PN_LN	(Ourique e Castro Verde)		60		2027

Projeto PR2332 *Melhoria da Inércia na RNT - Fase 1*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
SINES	1	Compen:	Compensador síncrono - 4000MWs		400	250	2029

Projeto PR2333 *Melhoria da Inércia na RNT - Fase 2*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
A DEFINIR	1	Compen:	Compensador síncrono - 4000MWs		400	250	2032

Projetos Base - Gestão de fim de vida útil de ativos

Projeto PR2316 *Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Alqueva*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
ALQUEVA			Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo				2025-2026

Projeto PR2317 *Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Bодiosa*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
BODIOSA			Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo				2028-2029

Projeto PR2318 *Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Lavos*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
LAVOS			Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo				2028-2029

Projeto PR2319 *Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Trafaria*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
TRAFARIA			Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo				2027-2028

Projeto PR2320 *Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Paraimo*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
PARAIMO			Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo				2028-2029

Projeto PR2321 *Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo da Batalha*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
BATALHA			Remodelação dos Sistemas Proteção, Automação e Controlo				2027-2029

Projeto PR2322 *Desclassificação de transformador em Setúbal*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
SETUBAL	-1	TR	Desclassificação de Transformador		150/60	120	2026

Projeto PR2323 *Recondicionamento de transformadores*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
DIVERSAS INST			Recondicionamento de transformadores (400, 220 e 150 kV)				2027-2029

Projeto PR2324 *Remodelação dos Sistemas de Alimentação, Proteção, Automação e Controlo*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
DIVERSAS INST			Remodelação dos Sistemas de Alimentação, Proteção, Automação e Controlo				2026-2029

Projeto PR2325 *Substituição/Recondicionamento de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
DIVERSAS INST			Substituição/Recondicionamento de Aparelhagem AT/MAT				2026-2029

Projeto PR2326 *Monitorização de Ativos*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
DIVERSAS INST			Monitorização de ativos				2026-2029

Projeto PR2327 *Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
DIVERSAS INST			Reforço do nível de isolamento em Subestações - Aplicação de RTV (400, 220, 150 e 60 kV)				2026-2027

Projeto PR2328 *Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
DIVERSAS INST			Reconstrução/Reabilitação de infraestruturas de construção civil				2026-2029

Projeto PR2329 *Ambiente e Sustentabilidade*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
DIVERSAS INST			Ambiente e Sustentabilidade				2026-2029

Projeto PR2330 *Remodelação de Linhas*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			Remodelação de Linhas (400, 220 e 150 kV)				2026-2029

Projeto PR2331 *Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Adaptação Meio Envolverte Infraestruturas*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			Gestão Integrada da Vegetação				2026-2029

Projetos Complementares

Projeto PR0968 *Criação do injetor Pegões*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
PEGÕES	1	TR	Transformador		400/60	170	2032
PEGÕES	1	PN_IB	Interbarras		60		2032
PEGÕES	2	PN_LN	(Vendas Novas e Pegões)		60		2032

Projeto PR1210 *Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			Cabo subterrâneo Vermoim-Custóias	1x7	220		2032-2034
			Cabo subterrâneo Vermoim-Prelada	1x13	220		2032-2034
			Cabo subterrâneo Custóias-Prelada	1x11	220		2032-2034

Projeto PR1211 *Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			1º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220		2032-2034
			2º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220		2032-2034
			3º cabo subterrâneo Loures-Carriche	1x8,5	220		2032-2034
LOURES	1	InfrBase	Abertura de instalação		220		2032-2034

Projeto PR1431 *Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			Reconstrução de linha dupla a 220 kV fora da área demarcada do ADV	2x19	220		2031-2033
			Reconstrução de linha simples a 220 kV fora da área demarcada do ADV	1x28	220		2031-2033

Projeto PR1907 *Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			Reforço da linha dupla Zêzere-Santarém 1 e 2	2x52	220		2028
			Reforço da linha dupla Penela-Zêzere 1 e 2	2x49	220		2028
			Reforço da linha dupla Pereiros-Penela 1 e 2	2x22	220		2029

Projeto PR2403 *Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 1*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			Abertura da linha Feira-Lavos	2x8	400		2029
			Abertura da linha Paraimo - Riba d'Ave	2x8	400		2029
			Abertura da linha Batalha-Paraimo	2x8	400		2029
			Abertura da linha Lares-Paraimo	2x8	400		2029
			Abertura de linhas	2x8	220		2031
			Abertura de linhas	2x8	220		2031
CANTANHEDE	1	InfrBase	Abertura de instalação		400		2029
OLIVEIRA DE A	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/220		2029
CANTANHEDE	4	PN_LN	(Feira, Lavos, Paraimo e Riba d'Ave)		400		2029
OLIVEIRA DE A	4	PN_LN	(Batalha, Lavos, Paraimo 1 e 2)		400		2029
OLIVEIRA DE A	4	PN_LN	(A definir)		220		2031

Projeto PR2406 *Flexibilidade de operação da rede na zona de Trás-os-Montes - Fase 2*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			Linha dupla 400+220 kV Carrazeda Ansiães-Mogadouro B	2x70	400		2029
			Desativação parcial da linha Mogadouro-Valeira para reconstrução como dupla 400 + 220 kV (troço entre Mogadouro B e Carrazeda de Ansiães)	-1x60	220		2029
			Linha dupla para abertura da linha Foz Tua - Armamar para Carrazeda de Ansiães	2x4	400		2029
			Linha dupla 400 + 220 kV Carrazeda de Ansiães - apoio 25 da linha Mogadouro - Valeira	2x3	400		2029
CARRAZEDA AN	3	PN_LN	(Armamar, Mogadouro B e Foz Tua)		400		2029
MOGADOURO B	1	PN_LN	(Carrazeda Ansiães)		400		2029

Projeto PR2407 *Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 1*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			Abertura do circuito a 400 kV Fundão-Vilarouco para a Guarda	2x2	400		2029
			Abertura do circuito a 400 kV Fundão-Bodiosa para a Guarda	2x2	400		2029
			Abertura da linha dupla a 220 kV Chafariz-Ferro para a Guarda (troço Chafariz-Guarda). Tipologia de linha dupla 400 kV com 1 terno equipado	2x10	400		2029
			Abertura da linha dupla a 220 kV Chafariz-Ferro para a Guarda (troço Ferro-Guarda)	2x10	220		2029
GUARDA	1	InfrBase	Abertura de instalação		400/220		2029
GUARDA	1	AT	1º Autotransformador		400/220	450	2029
GUARDA	4	PN_LN	(Bodiosa, Fundão 1, Fundão 2 e Vilarouco)		400		2029
GUARDA	3	PN_LN	(Chafariz, Ferro 1 e Ferro 2)		220		2029

Projeto PR2408 *Reforço de rede para incremento de capacidade de recepção - Bloco 1 Fase 2*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			Montagem do 2º terço na linha Falagueira-Fundão (troço entre C.Branco e C.Branco B)	1x13	400		2030
			Passagem a 400 kV do 2º terço da linha Falagueira-Fundão (troço Falagueira-C.Branco)	1x46,5	400		2030
C. BRANCO B	1	PN_LN	(Falagueira)		400		2030
FALAGUEIRA	1	PN_LN	(C. Branco B)		400		2030

Projeto PR2409 *Reforço de rede para incremento de capacidade de recepção - Bloco 1 Fase 3*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			Reconstrução para linha dupla 400 kV (1 terço operado a 220 kV) das linhas a 220 kV zona da Guarda-Chafariz, uma das linhas Chafariz-Vila Chã-Tábua, assim como da linha zona de Castanheira de Pera-Tábua	2x140	400		2031
			Desativação parcial da futura linha Chafariz-Guarda (troço atual de linha dupla 220 kV)	-2x15	220		2031
			Desativação de uma das linhas a 220 kV Chafariz-Vila Chã	-1x34,5	220		2031
			Desativação de uma das linhas a 220 kV Vila Chã-Tábua	-1x28	220		2031
			Desativação parcial da linha dupla Penela-Tábua (troço Tábua-futura subestação de Castanheira de Pera)	-2x52	220		2031
			Abertura da linha a 400 kV Abrantes-Bodiosa para Castanheira de Pera	2x3	400		2031
			Abertura da linha a 400 kV Abrantes-Paraimo para Castanheira de Pera	2x3	400		2031
C. PERA	1	InfrBase	Abertura de Instalação		400/220		2031
C. PERA	5	PN_LN	(Abrantes 1, Abrantes 2, Bodiosa, Guarda e Paraimo)		400		2031
GUARDA	1	PN_LN	(C. Pera)		400		2031

Projeto PR2410 *Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 2*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			Passagem a 400 kV da linha V.P.Aguiar-Carrapatelo (troço entre as futuras instalações de M.Canavezes e Valpaços B)	1x100	400		2032
			Abertura da linha a 400 kV Lagoaça-Ribeira de Pena para Valpaços B	2x2	400		2031
			Abertura da linha a 220 kV Vila Pouca de Aguiar-Carrapatelo para Valpaços B	2x2	400		2032
			Abertura da linha a 400 kV Armamar-Recarei para Marco de Canavezes	2x2	400		2032
			Abertura da linha a 220 kV Vila Pouca de Aguiar-Carrapatelo para Marco de Canavezes	2x2	400		2031
			Abertura da linha Valpaços-Vila Pouca de Aguiar para Valpaços B	2x2	220		2031
M. CANAVEZES	1	InfrBase	Abertura de Instalação		400/220		2032
VALPACOS B	1	InfrBase	Abertura de Instalação		400/220		2032
VALPACOS B	1	AT	1º Autotransformador		400/220	450	2032
M. CANAVEZES	3	PN_LN	(Armamar, Recarei e Valpaços B)		400		2032
VALPACOS B	3	PN_LN	(Lagoaça, Marco de Canaveze e Ribeira de Pena)		400		2032
VALPACOS B	3	PN_LN	(Valpaços, Vila Pouca de Aguiar 1 e 2)		220		2032

Projeto PR2413 *Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 2*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
			Abertura de linhas	2x8	400		2031
			Abertura de linhas	2x8	400		2031
LEIRIA	1	InfrBase	Abertura de instalação		400		2031
LEIRIA	4	PN_LN	(A definir)		400		2031

Projeto PR2414 *Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo*

Subestação	Qt.	Equip.	Descrição da Obra	Comp. (km)	Tensão (kV)	Sn (MVA)	PDIRT 2025-2034
	1		Instalação de infra-estrutura na ZLT de Viana do Castelo, na extremidade marítima do circuito V. Castelo (Mar) - V. Castelo (Terra), para ligação de novos centros eletroprodutores a 60 kV		60		2030-2031



07 ANEXOS

ANEXO 10

ESTUDOS E METODOLOGIAS

REN 

Anexo 10.1

Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade

(Anexo 2.II do RMSA-E 2023)

Índice

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

Índice de Figuras

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

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

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

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

Índice de Tabelas

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

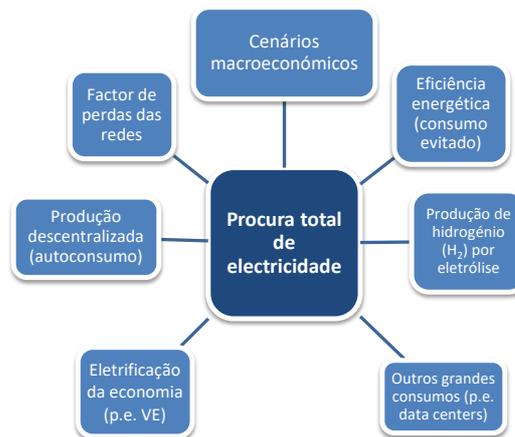
1. Introdução e Objetivo

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

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

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

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



Num trabalho de cenarização desta natureza, a incerteza está sempre presente pelo que a construção de possíveis cenários, suficientemente contrastantes, permite enquadrar os diferentes desafios a enfrentar. O exercício de cenarização dos consumos de eletricidade revela-se, portanto, uma tarefa de extrema complexidade com base em variados vetores económicos, sociais, tecnológicos, ambientais e políticos que impactam direta e indiretamente na sua evolução, muitas vezes com sinais contraditórios.

A evolução para um sistema energético integrado, envolvendo todos os diferentes vetores energéticos, infraestruturas e sectores de consumo, é considerada pela União Europeia (UE) como a via para uma descarbonização efetiva, economicamente acessível e significativa da economia europeia. Nesse contexto, acelerar a eletrificação do consumo de energia a partir de um sistema eletroprodutor baseado em FER (Fontes de Energias Renováveis), dar prioridade à eficiência energética e promover a utilização de combustíveis renováveis e hipocarbónicos, incluindo hidrogénio (H₂), nos setores de difícil descarbonização são medidas que a UE tende a dinamizar.

Neste sentido, os desafios são muitos na prossecução de uma economia com menor intensidade carbónica no consumo de energia. Os compromissos assumidos por Portugal para atingir a neutralidade carbónica em 2050 estão refletidos no Roteiro para a Neutralidade Carbónica e no Plano Nacional Energia-Clima 2030 (PNEC).

O PNEC, atualmente em revisão¹, expõe um conjunto de medidas e linhas de ação no sentido da maior eletrificação da economia nos sectores residencial, serviços e indústria.

“A transição energética em Portugal passará indiscutivelmente pelo reforço das energias renováveis através do incremento da eletrificação e do desenvolvimento de um sistema com base em gases renováveis (seja hidrogénio renovável ou biometano)”

“No setor residencial, pretende-se reforçar o conforto térmico das habitações no aquecimento e no arrefecimento, privilegiando as soluções passivas de isolamento, proteção solar e ventilação, e prosseguindo-se com a tendência de eletrificação do setor e aproveitamento de fontes renováveis de energia.”

“No sector dos serviços, deverá ser explorado o potencial que ainda existe para aumentar a eletrificação dos consumos, e será primordial aumentar a eficiência energética dos equipamentos instalados e a utilização de fontes de energia renovável.”

Ainda de acordo com o PNEC, *“no setor dos edifícios de habitação e de serviços, e em complemento com outras soluções eficientes, as bombas de calor apresentam-se como uma das formas mais eficientes para o aquecimento e arrefecimento, com energia de origem renovável, contribuindo para o aumento do conforto e para o reforço da eletrificação dos consumos”*. Neste sentido, são apresentadas algumas medidas de ação para promover a utilização eficiente de energias renováveis nos sistemas de aquecimento e arrefecimento, nomeadamente através do incentivo à substituição de sistemas de produção de calor e frio obsoletos, por sistemas mais eficientes e com recurso a energias renováveis, e da eletrificação do aquecimento e arrefecimento através da promoção de aquisição e utilização de bombas de calor para AQS (Água Quente Sanitária) e aquecimento e arrefecimento de ar ambiente em edifícios.

Por falta de dados concretos, nomeadamente da penetração de bombas de calor no futuro, neste exercício de cenarização não é estudada em profundidade essa vertente.

Não obstante, sendo que as medidas de ação referidas terão efeitos crescentes a médio/longo prazo, a lacuna agora identificada será colmatada em próximos exercícios logo que a informação sobre a sua quantificação seja conhecida. Assim, neste exercício, no campo da eletrificação da economia, é dada primazia aos efeitos da penetração dos veículos elétricos, quer 100% elétricos com bateria (BEV – *Battery Electric Vehicle*), quer híbridos plug-in (PHEV – *Plug-in Electric Hybrid Vehicle*), conforme descrito nos pressupostos da DGEG.

As metas atualmente em vigor para a redução das emissões nos veículos ligeiros e pesados, tem conduzido os construtores a programas de forte aceleração do desenvolvimento de motorizações eletrificadas, sejam PHEV, 100% elétricas (BEV) ou, num futuro mais distante, do ponto de vista do incremento da penetração no mercado, a células de combustível (alimentados com hidrogénio).

No âmbito da Eficiência Energética, o conjunto de reformas apresentadas no Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) constitui um pacote ambicioso de ações com uma aposta alicerçada em investimentos e reformas que permitirão obter importantes resultados, destacando-se a requalificação de edifícios para aumento da eficiência energética.

¹ PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030 (PNEC 2030) | Atualização/Revisão (de acordo com o definido no artigo 14º do Regulamento (UE) 2018/1999, de 11 de dezembro) | Versão *draft* | Portugal, junho de 2023

Para além disso, a ELPRE - Estratégia de Longo Prazo para apoiar a Renovação, até 2050, do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, para o converter num parque imobiliário descarbonizado e de elevada eficiência energética, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050, e a respetiva ligação ao cumprimento dos objetivos europeus de eficiência energética e da redução da emissão de gases com efeito de estufa (GEE), responde à necessidade identificada no PNEC de promover a renovação de edifícios, contribuindo para um aumento da eficiência energética do parque edificado.

As medidas constantes desta estratégia compreendem a intervenção nas envolventes dos edifícios, a substituição dos sistemas existentes por sistemas mais eficientes, a promoção de energias renováveis e a adoção de soluções técnicas quando adequadas à prática do objetivo da renovação energética dos edifícios abrangidos.

Assim, e à semelhança do exercício anterior, são incorporadas as perspetivas de evolução das poupanças de eletricidade previstas, decorrentes de medidas conducentes a uma maior eficiência energética nos edifícios dos setores Residencial e dos Serviços, alicerçadas no PRR e na ELPRE para os horizontes 2030 e 2040.

Relativamente à vertente energética do hidrogénio, de acordo com o PNEC o desenvolvimento da cadeia de valor do hidrogénio renovável terá um papel muito relevante no país, ultrapassando a expectativa definida na Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H₂), aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2020, de 14 de agosto de 2020. Em particular, emergem soluções que permitem a produção direta de hidrogénio renovável com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável (e.g. solar, eólica), assim como a produção direta de hidrogénio a alta pressão, simplificando o seu uso na mobilidade.

O PNEC propõe um conjunto de medidas de ação e metas de incorporação nos vários setores da economia, tendo como objetivo principal introduzir um elemento de incentivo e estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada.

Assim, não obstante toda a incerteza relativamente ao desenvolvimento deste pilar, considera-se no exercício de previsão da procura de eletricidade o impacto decorrente da evolução futura prevista da potência instalada de eletrolisadores, com grande ênfase na produção de eletricidade dedicada ao abastecimento destes eletrolisadores. De acordo com os pressupostos da DGEG, toda a produção de eletricidade dedicada (eólica e solar) para abastecimento dos eletrolisadores irá circular na Rede Nacional de Transporte (RNT).

À semelhança do exercício de previsão anterior, e atendendo ao peso que poderão ter no consumo de eletricidade, também se considera o impacto na procura de eletricidade decorrente de outros projetos de elevado consumo, previstos entrar em exploração no período analisado e com ligação à RESP.

Face ao anteriormente exposto, quer no que respeita à eletrificação da economia e à eficiência energética, quer à vertente dos gases renováveis e outros grandes consumos, foram então construídos quatro cenários de evolução da procura de eletricidade que assentam na combinação de diferentes perspetivas de evolução dos vetores descritos enquadradas em dois eixos fundamentais, “Velocidade da Descarbonização” e “Crescimento Económico”.

Como ponto de partida as previsões configuram três hipóteses de evolução da atividade económica:

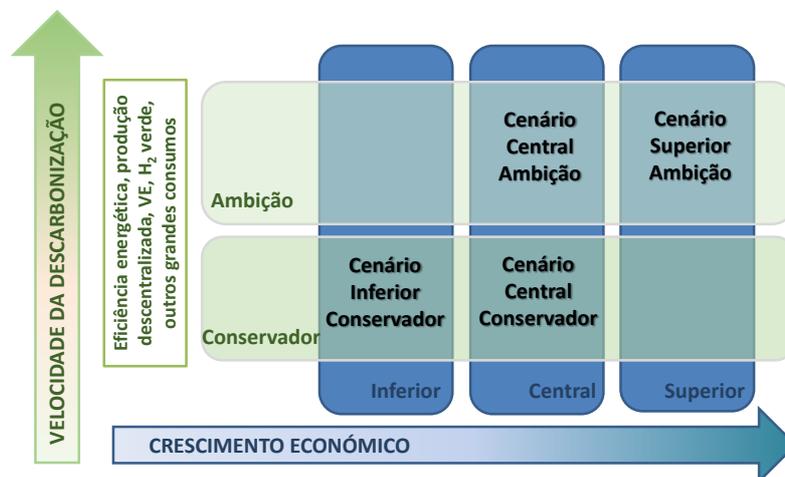
- ✓ Cenário Superior - com condições mais favoráveis de crescimento económico;
- ✓ Cenário Central - com condições mais moderadas de crescimento económico;
- ✓ Cenário Inferior - com condições menos favoráveis de crescimento económico

Quanto à evolução da produção descentralizada, da eficiência energética, da penetração dos veículos eléctricos, da capacidade instalada de eletrolisadores e da capacidade instalada de outros grandes consumos são assumidos dois cenários:

- ✓ Cenário Conservador – mais moderado no que respeita aos objetivos de política energética a atingir, cimentado numa velocidade de descarbonização menos ambiciosa
- ✓ Cenário Ambição – como o próprio nome indica, mais ambicioso nas metas a alcançar, apoiado numa velocidade de descarbonização intensa

Em suma, e face ao explicitado, este trabalho de cenarização assenta nos seguintes cenários de previsão da procura:

- **Cenário Central Conservador:** combinação do cenário macroeconómico Central e do cenário Conservador das outras vertentes;
- **Cenário Central Ambição:** combinação do cenário macroeconómico Central e do cenário Ambição das outras vertentes;
- **Cenário Superior Ambição:** combinação do cenário macroeconómico Superior e do cenário Ambição das outras vertentes;
- **Cenário Inferior Conservador:** combinação do cenário macroeconómico Inferior e do cenário Conservador das outras vertentes.



Importa referir que nos estudos de monitorização da segurança de abastecimento é efetuado um Teste de Stress de adequação do sistema eletroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário da procura Superior Ambição, tendo por base o sistema eletroprodutor existente, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo, considerando ainda a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável (alinhado com a evolução definida para o cenário Ambição) e apenas acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2023. Nesta análise a composição prevista do sistema eletroprodutor assenta, portanto, num pressuposto de evolução da produção descentralizada diferente do

considerado nos cenários Ambição e Conservador da oferta e, conseqüentemente, num cenário de evolução do autoconsumo distinto.

O horizonte temporal considerado para o Teste de Stress são os próximos cinco anos (2024-2028), uma vez que não se considera útil e expectável que o incremento da oferta se mantenha imutável nos próximos 20 anos.

Por conseguinte, para efeitos da análise da trajetória Teste Stress, é criado um cenário da procura sobre o cenário Superior Ambição baseado numa outra hipótese de evolução do autoconsumo da produção descentralizada, como explicitado na secção 10.

Todos os cenários apresentados neste estudo são elaborados com base na seguinte informação, da responsabilidade da DGEG:

- ❖ Cenários macroeconómicos: evolução do PIB (Produto Interno Bruto)
- ❖ Cenário de evolução das poupanças anuais associadas a novas medidas de eficiência energética
- ❖ Cenários de evolução do número de VE totalmente elétricos e híbridos *plug-in* (ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias, pesados de passageiros, pesados de mercadorias e navios fluviais de passageiros)
- ❖ Cenário de evolução dos km/ano percorridos em média pelos VE ligeiros de passageiros, ligeiros de mercadorias, pesados de passageiros e pesados de mercadorias.
- ❖ Consumo de eletricidade previsto por navio fluvial de passageiros
- ❖ Para o ano de 2022 (ano base), estimativas do autoconsumo das grandes instalações e estimativas da produção e potência de ligação da mini/microprodução, Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção para Autoconsumo com injeção na rede (UPAC)
- ❖ Cenários de evolução da potência instalada da cogeração e das outras grandes instalações, bem como da potência de ligação da produção descentralizada utilizados na construção dos cenários de evolução do autoconsumo
- ❖ Cenários de evolução da potência instalada em eletrolisadores e outros grandes projetos com ligação à RESP, bem como a percentagem de consumo respetiva que se perspectiva venha a ser abastecida pela RESP

2. Análise da Procura de Eletricidade

Neste estudo, a procura de eletricidade é representada em termos de consumo final, consumo referido à produção líquida e procura total. Utiliza-se o termo “referido à produção líquida” para definir a eletricidade entregue nas redes públicas, não incluindo, portanto, o autoconsumo (consumo diretamente abastecido por produção própria). O consumo final* de eletricidade resulta do consumo referido à produção total líquida de todo o sistema, deduzido das perdas nas redes de transporte e distribuição e acrescido do montante de autoconsumo. A procura total corresponde ao consumo referido à produção líquida acrescido do autoconsumo, sendo o conceito utilizado no cálculo dos indicadores energéticos.

Consumo final = Consumo referido à produção líquida – Perdas das redes de transporte e distribuição + Autoconsumo*

(1)

Procura total = Consumo referido à produção líquida + Autoconsumo

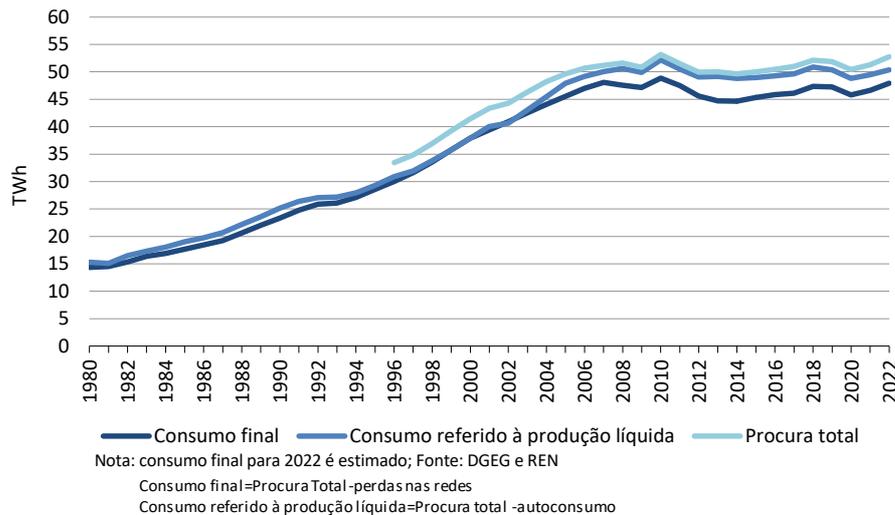
(2)

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

2.1 Procura Anual

A Figura 1 mostra a evolução da procura anual nas últimas quatro décadas. Até 2008 a procura de eletricidade teve um percurso sempre ascendente, mas após este ano verificou-se uma desaceleração clara na tendência de crescimento da procura em resultado, especialmente, da crise económica e de consequentes alterações e ajustamentos na estrutura produtiva da economia, com impacto significativo na vertente energética, mas também da adoção de medidas de eficiência energética assentes quer em programas estruturados e promovidos pelas autoridades oficiais, quer pela mudança intrínseca de comportamento dos consumidores, cada vez mais atentos a esta realidade. Em 2020 fica evidenciada a redução da procura pelo efeito da crise de saúde pública protagonizada pela Covid-19, seguida de uma recuperação em 2021 e 2022. O valor mais elevado da procura ocorreu no ano de 2010.

FIGURA 1- EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL E DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA. PERÍODO 1980-2022



De realçar o aumento das perdas nas redes (ocorrido do lado da distribuição) entre 2012 e 2015 observado pelo maior diferencial entre a procura total e o consumo final.

No período ilustrado, a taxa média de crescimento anual (tmca) do consumo final e do consumo referido à produção líquida foi de cerca de 2,9%. Contudo, é possível distinguir períodos de elevado crescimento com outros, mais recentes, de uma evolução praticamente estagnada ou mesmo negativa.

TABELA 1 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL DA PROCURA DE ELECTRICIDADE

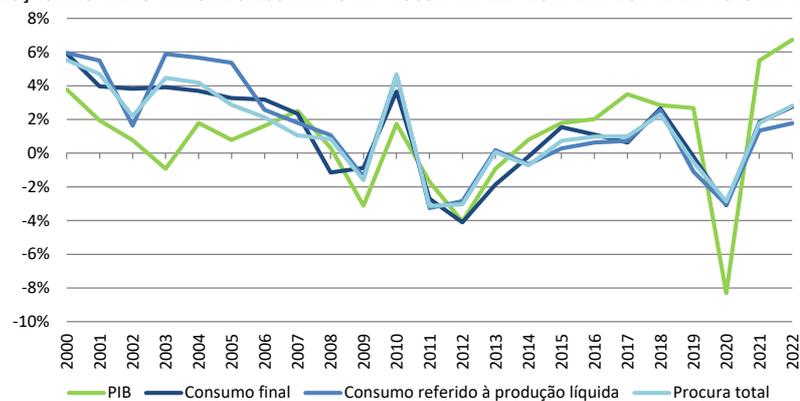
Período	Consumo final	Consumo referido à produção líquida	Procura total
1980-2022	2,9%	2,9%	-
1980-1990	5,0%	5,1%	-
1990-2000	5,0%	4,2%	-

2000-2010	2,6%	3,2%	2,5%
2010-2020	-0,6%	-0,7%	-0,5%
2012-2022	0,5%	0,3%	0,5%
2017-2022	0,8%	0,3%	0,7%

Em 2009, e pela primeira vez desde 1981, o consumo referido à produção líquida decresceu (cerca de 1,4% a que corresponde 711 GWh). Em 2011, e em resultado do agravamento da situação económica de Portugal, o consumo referido à produção líquida registou a maior queda de que há registo, com um valor de -3,3% traduzido em -1 700 GWh face ao ano anterior. O ano de 2012 também foi caracterizado por uma redução significativa, quer no consumo referido à produção líquida (-2,9%), quer no consumo final que atingiu um decréscimo recorde (-4,1%). Mais recentemente, o ano de 2020 ficou pautado por um decréscimo no consumo referido à produção líquida (-3,0%) e no consumo final (-3,1%) devido aos efeitos da pandemia da Covid-19.

A Figura 2 ilustra a evolução das taxas de crescimento anual da procura de eletricidade e do PIB desde 2000.

FIGURA 2 – EVOLUÇÃO ANUAL DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DA PROCURA DE ELECTRICIDADE E DO PIB EM VOLUME. PERÍODO 2000-2022



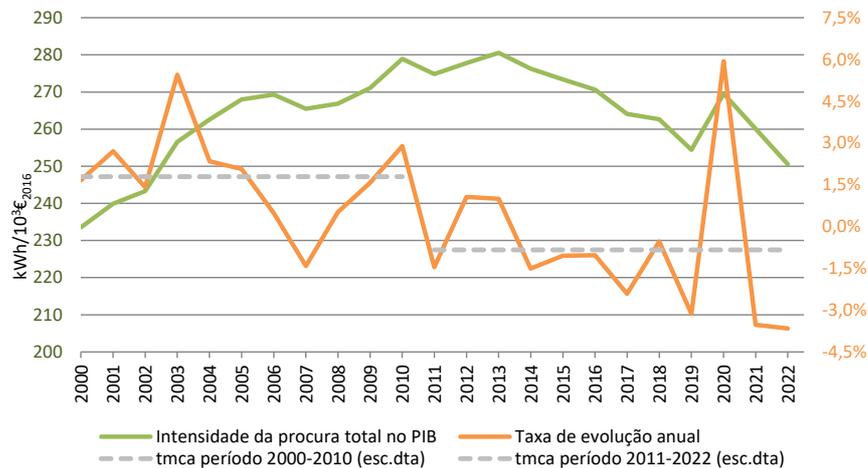
Como já referido, o ano de 2020 revelou-se bastante singular devido à pandemia, sendo caracterizado por um decréscimo da procura de cerca de 3,0%, ainda assim bastante inferior ao impacto no PIB (-8,3%). Se não se considerar este ano, destaca-se o período 2014-2022 com uma procura de eletricidade a apresentar sistematicamente um crescimento inferior ao registado no PIB, ao contrário do observado até então na maior parte dos anos. Em 2022 o consumo de eletricidade continuou a recuperação iniciada em 2021, mas, ainda assim, teve um crescimento inferior ao do PIB.

No período representado, o PIB cresceu, em média, cerca de 0,8% ao ano, resultado da sequência de períodos de crescimento e de redução, e em particular do efeito na atividade económica resultante da crise de saúde pública. No último quinquénio a atividade económica teve um desempenho mais favorável, mesmo com os anos atípicos da pandemia, atingindo, em termos médios, um crescimento de 1,7% ao ano. Apesar desta perceptível tendência de recuperação da economia, a procura de eletricidade tem revelado um ritmo de crescimento mais lento, não tendo ainda sido alcançado o valor de 2010.

A elasticidade da procura de eletricidade em relação ao PIB tem vindo a reduzir-se significativamente o que poderá indiciar que outros fatores para além da atividade económica, nomeadamente a eficiência energética, passaram a ter um impacto significativo na procura de eletricidade.

A Figura 3 permite analisar a evolução da intensidade da procura de eletricidade no PIB e as respetivas taxas de crescimento anual no período 2000-2022. Conclui-se que a partir de 2013 a intensidade da procura total de eletricidade por unidade monetária do PIB inverteu a tendência de crescimento, com exceção do ano de 2020, em virtude da procura de eletricidade nos últimos anos ter crescido a um ritmo inferior ao do PIB.

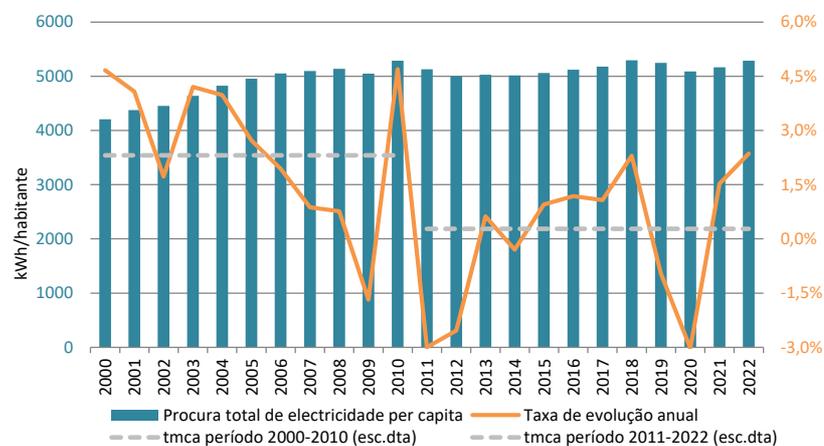
FIGURA 3 – EVOLUÇÃO ANUAL DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2000-2022



No intervalo de tempo analisado, destacam-se os anos de 2003 e 2020, com taxas de crescimento da intensidade bastante elevadas motivada pela evolução negativa da economia nesse ano, e os anos de 2007, 2011, 2014 a 2019 e 2021 a 2022, com taxas de evolução negativas. Na primeira década este indicador teve uma taxa média de crescimento anual de 1,8% em contraste com uma taxa média anual de -0,8% no período 2011-2022, caracterizado por níveis de atividade económica e de consumo de eletricidade bastante inferiores aos do período anterior. Durante o período representado a intensidade cresceu 7,3%, mas de salientar um decréscimo de 5,1% nos últimos cinco anos.

Relativamente à procura total de eletricidade per capita em Portugal Continental, o período 2000-2006 evidencia um crescimento significativo, seguido de um período com menores taxas de evolução, negativas em alguns anos devido à crise económica, tendo estabilizado até 2014 em torno de 5 000 kWh/habitante. A partir deste ano é visível um pendor crescente interrompido em 2019 e 2020.

FIGURA 4 – EVOLUÇÃO ANUAL DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE PER CAPITA. PERÍODO 2000-2022



A taxa média de crescimento anual deste indicador foi de 2,3% no período 2000-2010 em comparação com uma taxa de 0,3% no período 2011-2022. No período em análise, a procura de eletricidade per capita em Portugal Continental cresceu 25,7%, embora no último quinquénio tenha crescido apenas 2,1%.

Comparação com os indicadores económico-energéticos de Espanha

Por questões de comparação com os indicadores de Espanha, os valores apresentados nas figuras seguintes foram calculados com base no consumo referido à produção líquida em vez da procura total, uma vez que não foi possível obter o autoconsumo para este país.

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

FIGURA 5 – EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO DE ELETRICIDADE NO PIB (PREÇOS DE 2010), CORRIGIDO DA PARIDADE DO PODER DE COMPRA (UE27=1), EM PORTUGAL CONTINENTAL E ESPANHA PENINSULAR. PERÍODO 2000-2022



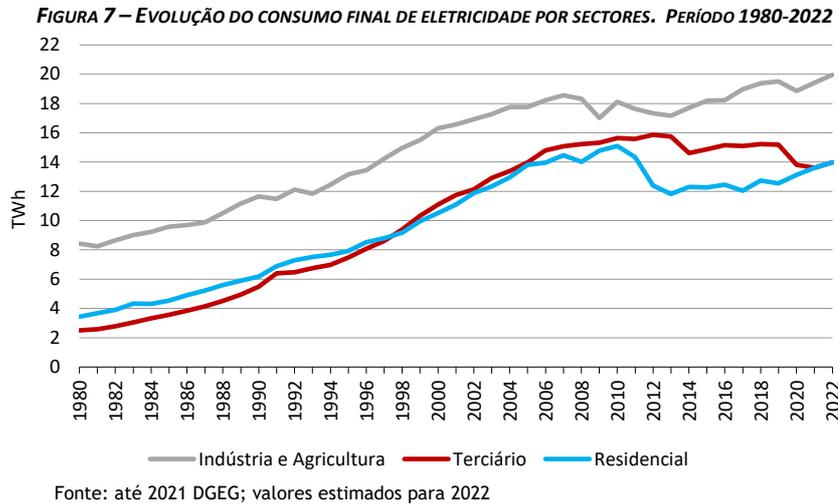
Em contraste, o consumo de eletricidade per capita em Portugal continua inferior ao de Espanha, apesar de no período em análise ter crescido a taxas superiores em quase todos os anos. Em 2000 correspondia a 75% do consumo de eletricidade per capita de Espanha, percentagem que evoluiu para 94% em 2022.

FIGURA 6 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE PER CAPITA EM PORTUGAL CONTINENTAL E ESPANHA PENINSULAR. PERÍODO 2000-2022



2.2 Consumo Final por Sectores

De seguida apresenta-se na Figura 7 a evolução do consumo final de eletricidade por sectores no período 1980-2022. Este consumo está dividido em três grandes grupos de consumidores: Indústria e Agricultura (incluindo a Construção); Terciário (incluindo os Transportes); Residencial.



O sector da Indústria e Agricultura representa o grupo de consumidores com o mais elevado nível de consumo, seguido do sector Terciário que devido ao seu elevado crescimento ultrapassou o consumo do sector Residencial no final da década de 90.

Até 2007 o consumo de eletricidade registou uma trajetória significativamente crescente em todos os sectores de consumo. A partir desse ano é bem evidente a inflexão na tendência de evolução do consumo final em todos os sectores, em especial no Residencial. Contudo, e excetuando o ano de 2020, nos últimos anos assistiu-se a uma recuperação em especial no sector da Indústria e em menor escala no sector Terciário. O consumo no sector Residencial tem-se mantido relativamente estável desde 2013, sendo, no entanto, de assinalar que, ao contrário dos outros setores, em 2020 teve um crescimento significativo devido ao confinamento e à obrigatoriedade do teletrabalho. As estimativas para 2022 apontam para a continuação da recuperação do consumo no sector da Indústria, para a estabilização do consumo no setor Terciário, bastante penalizado com a pandemia, e para a continuação do crescimento do consumo no setor Residencial.

De assinalar que o exercício de compilação das razões que estão na base do decréscimo dos consumos de eletricidade nos distintos sectores de consumo reveste-se de alguma complexidade pela falta de estudos específicos que corroborem as conclusões que se retiram da análise quer da realidade económica e social do país, quer da política energética. Contudo, e apesar das limitações, apresenta-se um conjunto de razões, entre outras, que pretendem explicar esse ritmo:

- crise económica e financeira que afetou Portugal a partir de 2008 conduziu a ajustamentos e correções de desequilíbrios macroeconómicos com impactos significativos no tecido produtivo da economia. Esta crise afetou todos os sectores de consumo, em particular o Terciário e o Residencial, este em consequência do impacto material de elevadas taxas de desemprego e diminuição de rendimentos. A aposta na Indústria de maior vertente exportadora conduziu a

variações no consumo de electricidade 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 electricidade em todos os sectores de consumo;
- com a conseqüente muito lenta convergência para os níveis médios de rendimento da UE, agravada pelos desequilíbrios orçamentais que conduzem a níveis muito elevados de dívida pública, toda a economia está sujeita a grandes pressões, também pelas razões acima apresentadas, com conseqüências inevitáveis ao nível dos consumos de energia;
- crise de saúde pública protagonizada pela Covid-19, que apesar da sua natureza conjuntural terá impactos duradouros na atividade económica e na estrutura dos consumos de electricidade 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 electricidade 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 electricidade de vários períodos. Entre 1980 e 2022 o consumo de electricidade do sector Terciário mais do que quintuplicou o seu valor, tendo crescido, em média, 4,2% ao ano. Contudo, fruto das razões já apresentadas, houve um abrandamento considerável no seu ritmo de crescimento – no período 2012-2022 a evolução anual do consumo neste sector foi, em média, de -1,2%, assistindo-se a um agravamento no quinquénio 2017-2022 traduzido por uma taxa média de crescimento de -1,5% ao ano.

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

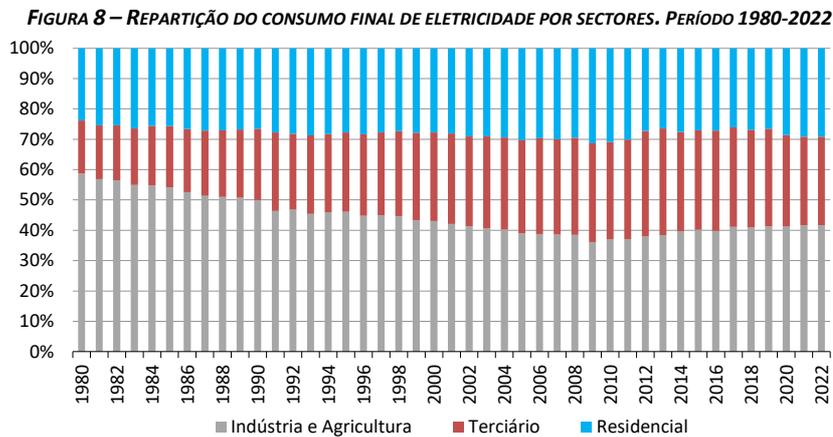
Período	Indústria e Agricultura	Terciário	Residencial
1980-2022	2,1%	4,2%	3,4%
1980-1990	3,3%	8,2%	6,1%
1990-2000	3,4%	7,3%	5,5%
2000-2010	1,1%	3,5%	3,7%
2010-2020	0,4%	-1,2%	-1,4%

2012-2022	1,4%	-1,2%	-1,2%
2017-2022	1,0%	-1,5%	3,0%

Quanto ao sector da Indústria e Agricultura, no período representado o consumo de eletricidade cresceu, em média, 2,1% ao ano. De realçar que as taxas médias de crescimento anual da última década e do último quinquénio foram superiores às do sector Terciário, consequência de uma maior aposta na Indústria, principalmente de maior vocação exportadora com base de crescimento alicerçada na diversidade dos mercados externos, numa maior inovação industrial e elevada qualidade.

Finalmente, o consumo do sector Residencial decresceu na última década com uma taxa de evolução anual negativa de 1,2%. Todavia, e à semelhança da Indústria, também nos últimos anos se observou alguma retoma, embora a um ritmo inferior à dos outros sectores se expurgado do efeito do ano de 2020. No período 2017-2022 a taxa de crescimento média anual foi de 3,0%.

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



Ao longo do período em análise continua evidente o maior peso do consumo de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura que, tendo perdido peso no total do consumo final de eletricidade, nos últimos anos recuperou ligeiramente para cerca de 42%. Por outro lado, o crescimento da importância do sector Terciário no consumo final é bastante notório, materializado na evolução do seu peso no consumo final total de 17% em 1980 para 29% em 2022. Com uma tendência mais estável surge o sector Residencial que evoluiu de um peso de 24% em 1980 para 29% em 2022.

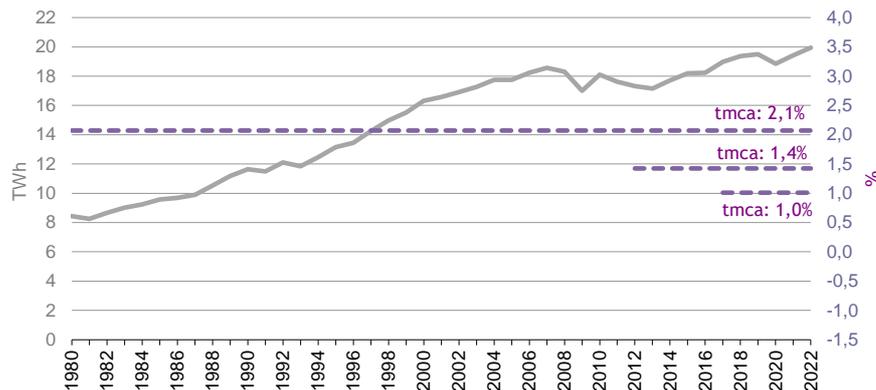
De seguida faz-se uma análise mais detalhada da evolução do consumo de eletricidade em cada sector.

2.2.1 Sector da Indústria e Agricultura

A Figura 9 mostra que no período 1980-2022 o consumo final de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura mais do que duplicou. Contudo, e tal como já referido anteriormente, na última década o consumo de eletricidade neste sector reduziu-se consequência dos problemas estruturais da economia e dos ajustamentos verificados no tecido produtivo.

De qualquer forma é de assinalar que o consumo de eletricidade verificado em 2019 foi o valor mais elevado de sempre (não contabilizando o ano de 2022 pois é uma estimativa), sinal de uma melhoria no desempenho económico deste sector que começa a apostar nas indústrias de vertente exportadora apoiadas na diversidade dos mercados externos, em alguns segmentos fora da zona euro. No ano de 2020 a crise de saúde pública mundial resultou num efeito negativo sobre o consumo deste sector, embora não tão relevante como no sector Terciário.

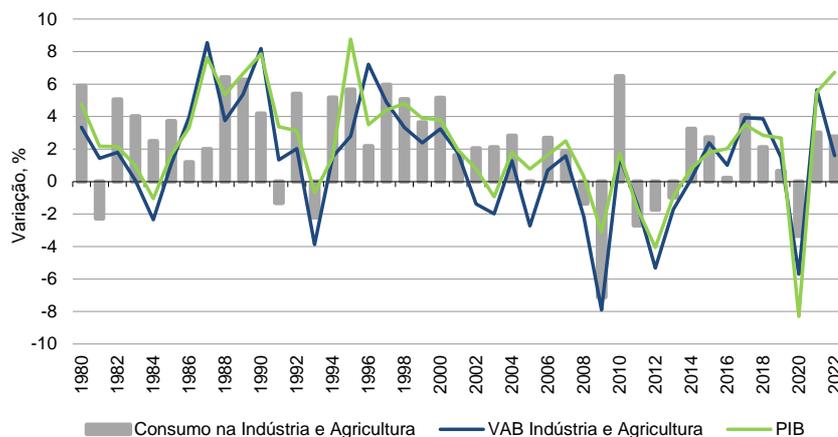
FIGURA 9 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA. PERÍODO 1980-2022



Fonte: até 2021 DGEG; valores estimados para 2022

Com efeito, a Figura 10 permite concluir que ao longo do período 1980-2022 as taxas de crescimento anual do consumo de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura variaram bastante, embora com uma tendência relativamente estável até 2000. É de realçar que as taxas de evolução negativas do consumo que se registaram em alguns anos são coincidentes com períodos de menor crescimento da economia portuguesa. De 1997 em diante, o crescimento do Valor Acrescentado Bruto (VAB) da Indústria e Agricultura foi sempre inferior ao crescimento do consumo de eletricidade neste sector, à exceção dos anos de 2011, 2016, 2018, 2019 e 2021, embora o diferencial entre as taxas de variação anual tenha vindo a decrescer no último quinquénio.

FIGURA 10 – EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA, DO RESPECTIVO VAB E DO PIB. PERÍODO 1980-2022



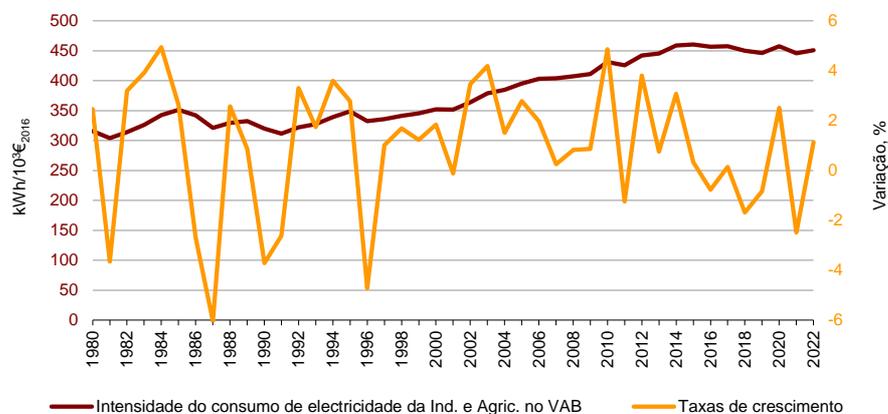
No período em análise, o VAB no sector Indústria e Agricultura cresceu 66% enquanto o respectivo consumo final de eletricidade cresceu 137%. Em termos médios, o VAB deste sector cresceu cerca de

1,2% ao ano e o consumo de eletricidade 2,1%. O diferencial de crescimento entre o consumo de eletricidade e o VAB inverteu-se no último quinquénio, com um crescimento do respetivo VAB de 1,3% ao ano, em termos médios, face a um crescimento médio de 1,0% ao ano do consumo de eletricidade.

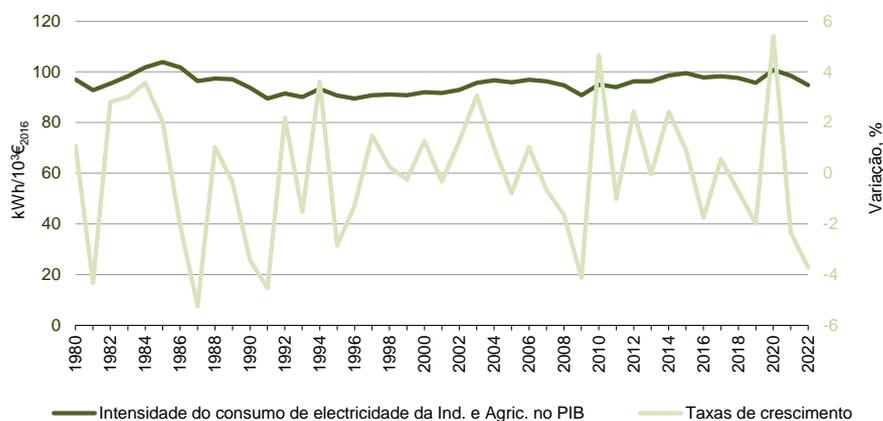
A evolução da intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no respetivo VAB tem mostrado uma tendência crescente ao longo do tempo, embora seja possível identificar um período - entre 1980 e 1995 - de evolução estável e um período mais recente (desde 2014) de evolução decrescente. No período 1980-2022, a intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no respetivo VAB cresceu em média cerca de 0,9% ao ano, enquanto o período 2017-2022 foi caracterizado, em termos médios, por uma taxa de variação negativa de 0,3% ao ano.

FIGURA 11 – EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA. PERÍODO 1980-2022

Em relação ao VAB sectorial



Em relação ao PIB



Comparativamente, a intensidade do consumo final de eletricidade da Indústria e Agricultura no PIB tem-se mantido bastante estável. Entre 1980 e 2022 este indicador é caracterizado, em média, por uma variação média ligeiramente negativa de 0,1% ao ano, enquanto no período 2017-2022 se traduz numa taxa de variação anual, em média, de -0,7%.

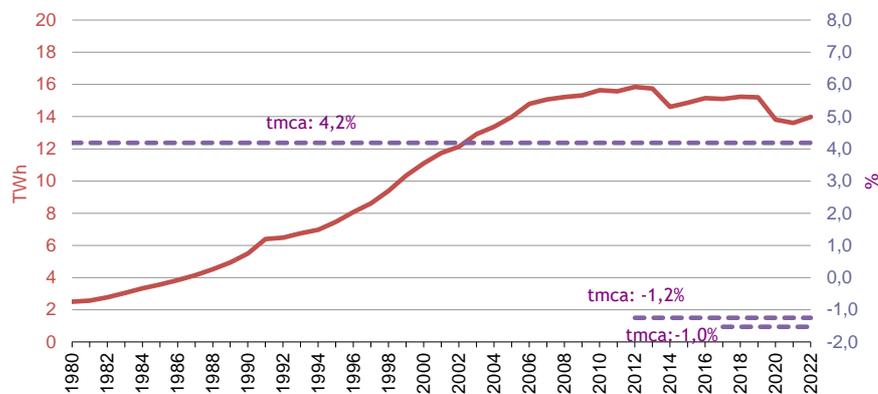
2.2.2 Sector Terciário

Pela análise da Figura 12 é perceptível que o crescimento do consumo final de eletricidade no sector Terciário foi até ao ano de 2006 exponencial. Este comportamento de elevado dinamismo é explicado

pelo fenómeno de “terciarização” da economia portuguesa, em sintonia com a tendência observada noutros países. Contudo, a partir daquele ano o consumo deste sector praticamente estabilizou, tendência que se manteve, com algumas oscilações, no decurso da crise económica e financeira que atravessou o país. Em 2020 o setor foi fortemente afetado pela pandemia da Covid-19, resultando num decréscimo assinalável no consumo de eletricidade.

De assinalar a diferença entre as taxas médias de crescimento anual dos diferentes períodos representados, sendo que períodos mais recentes apresentam taxas médias claramente inferiores. As razões prendem-se, quer com a crise económica e financeira após 2008, e consequentes ajustamentos macroeconómicos, quer com a implementação de medidas de eficiência energética e, ainda nos últimos anos, com os impactos da crise provocada pela Covid-19.

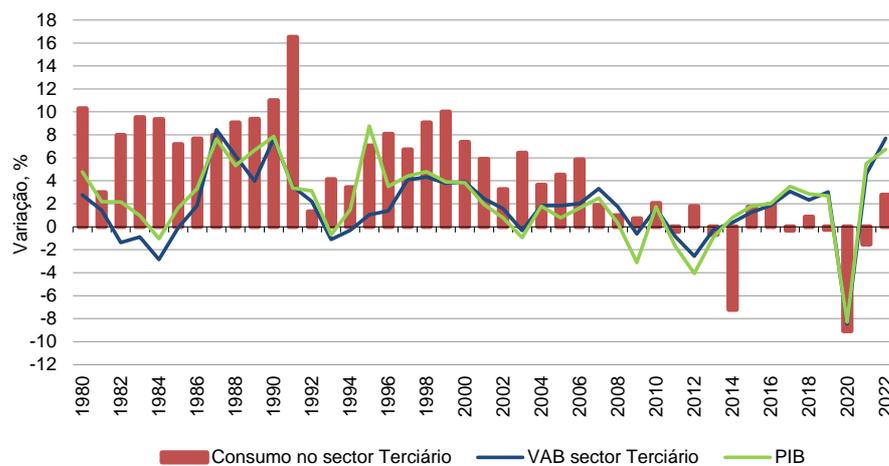
FIGURA 12 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR TERCIÁRIO. PERÍODO 1980-2022



Fonte: até 2021 DGEG; valores estimados para 2022

A Figura 13 permite concluir que apesar das elevadas taxas de crescimento anual do consumo de eletricidade deste sector, ainda assim é perceptível uma tendência decrescente nessas taxas de evolução, observável a partir de 1999.

FIGURA 13 – EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR TERCIÁRIO, DO RESPECTIVO VAB E DO PIB. PERÍODO 1980-2022



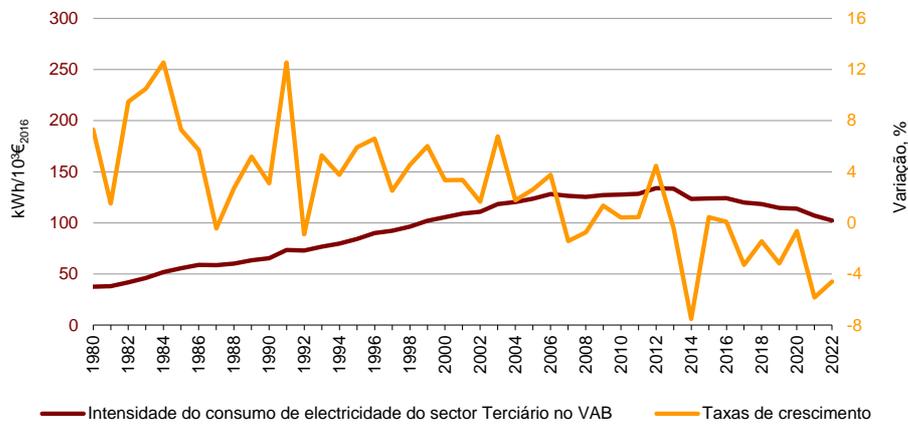
Ao longo deste período, o consumo final de eletricidade neste sector cresceu em média cerca de 4,2% ao ano enquanto o respetivo VAB cresceu apenas 1,7% ao ano. No período 2012-2022, para além de

se ter assistido a uma redução do diferencial de crescimento entre o consumo de eletricidade e o VAB, em média o VAB do sector cresceu mais do que o respetivo consumo de eletricidade, sinal de algum desacoplamento do consumo de eletricidade do sector em relação a esta variável económica.

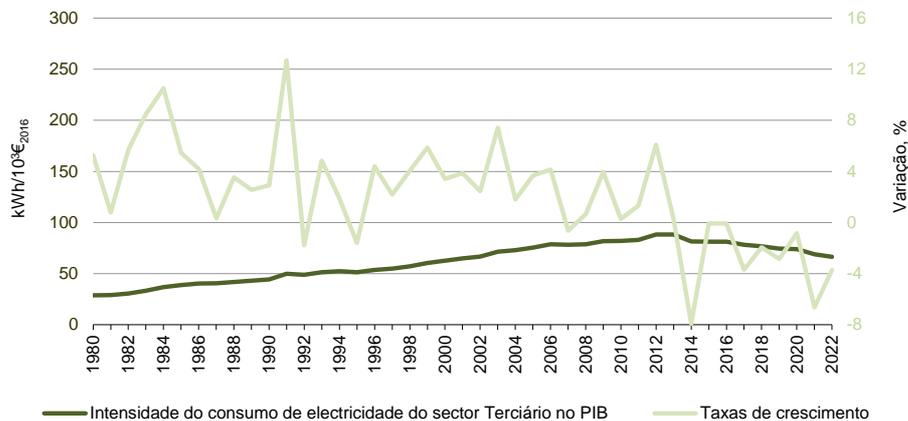
Por fim, a evolução da intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no respetivo VAB foi crescente até 2006 como se pode observar pela Figura 14. A partir deste ano verificou-se um assinalável abrandamento na sua evolução, patente pelo pendor decrescente de evolução das suas taxas de crescimento, ao contrário do que aconteceu no setor da Indústria e Agricultura. Entre 2006 e 2011 este indicador estabilizou em torno de 128 kWh/10³€₂₀₁₆. No período 1980-2022, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no respetivo VAB cresceu em média cerca de 2,4% ao ano, face a um decréscimo de 3,2% ao ano no último quinquénio.

FIGURA 14 – EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR TERCIÁRIO. PERÍODO 1980-2022

Em relação ao VAB sectorial



Em relação ao PIB

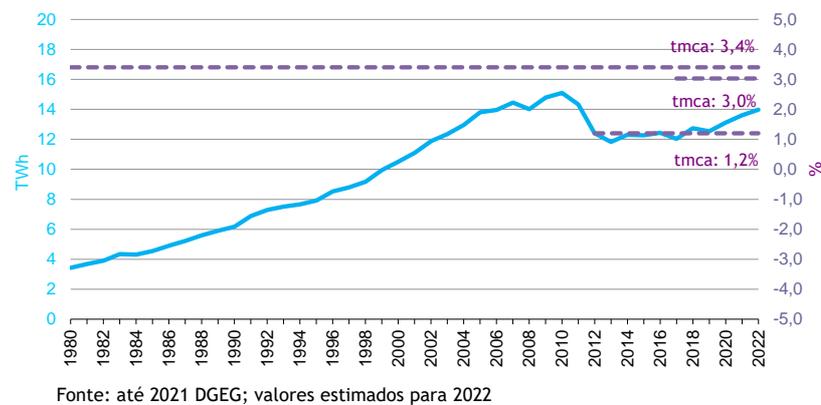


Comparativamente, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Terciário no PIB apesar de ter crescido menos no período em análise, também mostra evidência de um decréscimo das taxas de crescimento nos últimos anos.

2.2.3 Sector Residencial

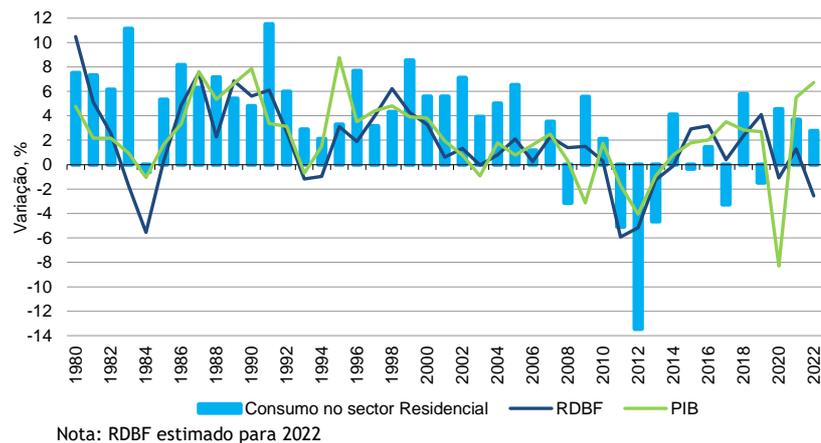
Ao longo do período 1980-2022, o consumo final de eletricidade no sector Residencial cresceu em média cerca de 3,4%. No entanto, é evidente um maior impacto da crise económica e financeira neste setor após 2010, mas também, com carácter relevante, o impacto da implementação de medidas de eficiência energética e, certamente, da alteração de comportamento dos consumidores. O consumo no ano de 2020 cresceu significativamente devido ao impacto do confinamento obrigatório decorrente da pandemia. No ano de 2021 o consumo neste sector cresceu 3,7%, em 2022 mantém-se a tendência crescente, mas a um ritmo menos elevado.

FIGURA 15 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE NO SECTOR RESIDENCIAL. PERÍODO 1980-2022



Comparando a evolução do consumo final de eletricidade no sector Residencial com a evolução do Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF) observa-se na Figura 16 que o consumo apresentou, em termos globais, taxas de crescimento mais elevadas do que o RDBF, pelo menos até 2007.

FIGURA 16 – EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE CRESCIMENTO DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR RESIDENCIAL, DO RDBF E DO PIB. PERÍODO 1980-2022

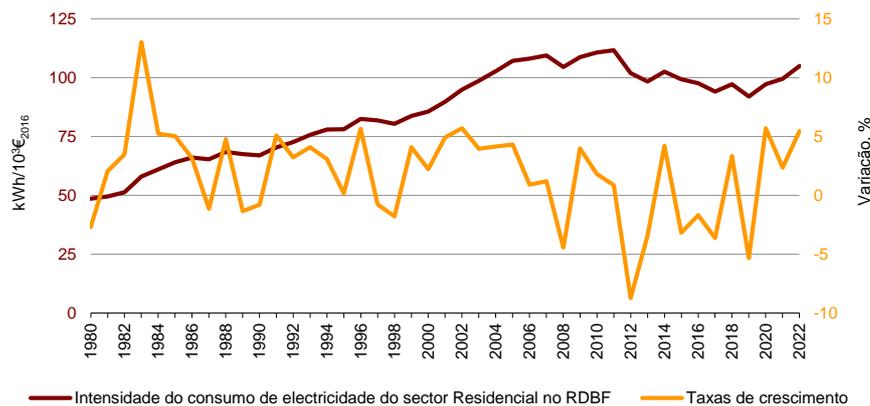


A partir de 2008 o sector residencial registou vários anos com taxas de evolução anual do consumo de eletricidade negativas, com o valor mínimo a ocorrer em 2012 com -13,5%. Salienta-se que mesmo em alguns anos em que o RDBF apresentou um desempenho positivo, o consumo de eletricidade deste sector registou taxas de evolução negativas.

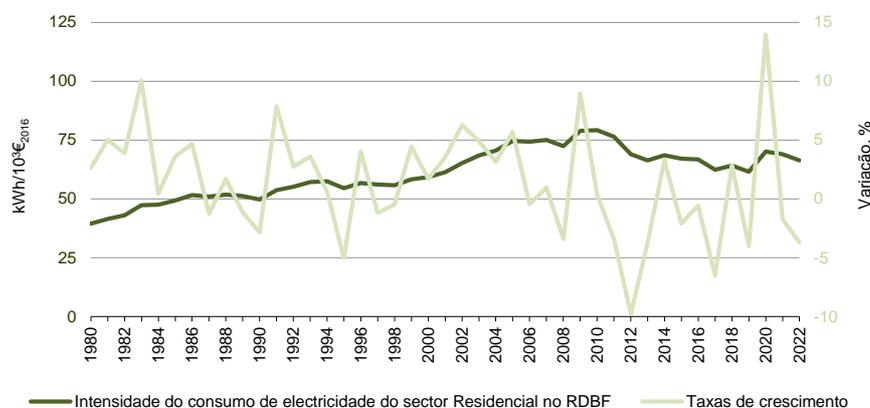
Em virtude do referido, a Figura 17 permite distinguir dois períodos com uma diferente dinâmica: entre 1980 e 2005 a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Residencial por unidade de rendimento disponível seguiu uma tendência de crescimento expressiva, com um crescimento implícito de 3,2% ao ano, em termos médios, embora em termos anuais seja de assinalar alguma variabilidade nas taxas de crescimento; após 2005 assistiu-se à inflexão daquela tendência com taxas de evolução negativas em vários anos.

FIGURA 17 – EVOLUÇÃO DA INTENSIDADE DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DO SECTOR RESIDENCIAL. PERÍODO 1980-2022

Em relação ao RDBF



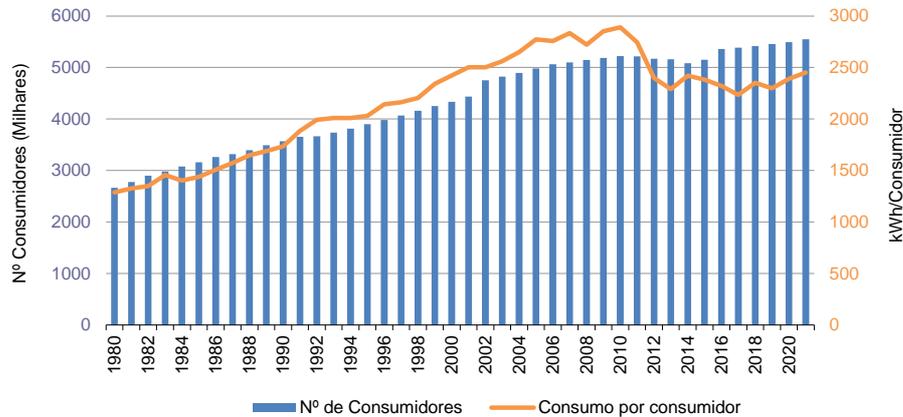
Em relação ao PIB



Em comparação, a intensidade do consumo final de eletricidade do sector Residencial por unidade do PIB apesar de ter crescido menos no período em análise, mostra igualmente evidência de um decréscimo das taxas de crescimento nos últimos anos.

Adicionalmente, o comportamento do sector Residencial, no que respeita ao consumo final de eletricidade, pode ser igualmente analisado através do respetivo número de consumidores e do consumo por consumidor.

FIGURA 18 – EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CONSUMIDORES E DO CONSUMO POR CONSUMIDOR DO SECTOR RESIDENCIAL. PERÍODO 1980-2021



No período ilustrado, o número de consumidores apresentou um crescimento em torno de 1,8% ao ano, em termos médios. Este indicador mais do que duplicou em 40 anos, sendo que o ano de 2002 foi o que apresentou um maior crescimento no número de consumidores, com cerca de 7%. Entre 2011 e 2014 o nº de consumidores decresceu, mas iniciou uma recuperação visível a partir de 2016.

Relativamente ao consumo por consumidor do sector Residencial, o crescimento médio anual foi de cerca de 1,6% no período 1980-2021. Contudo, como seria expectável face à evolução do consumo deste sector, nos últimos dez anos a variação média deste indicador foi claramente negativa em torno -1,1% ao ano.

3. Cenarização e Vetores de Mudança

A integração de diferentes circunstâncias económicas, sociais, energéticas e tecnológicas deve permitir a construção de cenários suficientemente contrastantes, com diferentes dinâmicas e trajetórias, com o objetivo de enquadrar o que poderá ser o futuro do consumo de eletricidade no longo prazo. As macrotendências relevantes para um horizonte de estudo no longo prazo podem ser estruturadas em diferentes grupos, não independentes entre si, constituindo pilares fundamentais na determinação das tendências de evolução dos consumos de eletricidade, como mostra a Figura 19. De destacar, no entanto, que a incerteza está sempre presente e é bastante significativa quando se analisam macrotendências de futuro.

FIGURA 19 – MACROTENDÊNCIAS E FATORES DE INCERTEZA NO LONGO PRAZO



Todos estes temas se revestem de relevante importância para os consumos de electricidade, sendo, no entanto, possível destacar os seguintes:

- **crescimento económico:** a incerteza na evolução da economia e o ajustamento e correções dos desequilíbrios macroeconómicos que ainda persistem no tecido produtivo da economia tem impacto significativo nos consumos. O ritmo de redução da intensidade do consumo de electricidade por unidade de PIB depende do desempenho da economia e muito concretamente da dinamização do investimento produtivo de elevado valor acrescentado e do desenvolvimento de projetos inovadores.
O impacto económico da crise de saúde pública ainda se faz notar. A agravar esta situação, a escalada dos preços da energia para máximos históricos tem consequências graves em todos os sectores e apesar da adoção pelas autoridades de medidas económico/financeiras na tentativa de contenção dos danos causados em todos os sectores de atividade, esta crise energética vai ter impacto nos consumos de electricidade. Os próximos anos representam, portanto, um grande desafio, quer em termos energéticos, quer em termos económicos e sociais.
- **eficiência energética:** o reforço progressivo e aposta na eficiência energética por via da implementação/promoção de medidas e programas estruturados que promovam a introdução de equipamentos mais eficientes e incitem os consumidores a adotarem comportamentos mais eficientes também terá um papel muito relevante no consumo de electricidade. De referir, igualmente, que se tem vindo a assistir à introdução de equipamentos com classes de eficiência superiores e a confirmar uma mudança intrínseca de comportamento dos consumidores, mais atentos e informados sobre esta realidade, seja por razões económicas,

tecnológicas ou por razões ambientais. Contribui certamente para isso a crescente digitalização ao fomentar a conectividade e, conseqüentemente, alterações comportamentais. No sector industrial será de esperar a constante prossecução de sistemas de produção cada vez mais eficientes, com consumos energéticos inferiores e, conseqüente, impacto na competitividade.

O conjunto de reformas apresentadas do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) constitui um pacote ambicioso de ações com uma aposta na eficiência energética alicerçada em investimentos e reformas que permitirão obter importantes resultados, destacando-se a requalificação de edifícios para aumentar a eficiência energética.

Adicionalmente, a ELPRE responde à necessidade identificada no PNEC de promover a renovação de edifícios, contribuindo para um aumento da eficiência energética do parque edificado ao estabelecer uma estratégia de longo prazo para apoiar a renovação, até 2050, do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050 e um investimento total estimado na ordem dos 143 mil milhões de euros (4 950 M€/ano) até 2050. Por outro lado, o Decreto-Lei n.º 101-D/2020 – que se aplica à conceção e renovação de edifícios, estabelece os requisitos aplicáveis a edifícios para a melhoria do seu desempenho energético, regula o Sistema de Certificação Energética de Edifícios e define requisitos e regras (de instalação, manutenção, documentação de desempenho, avaliação periódica e monitorização dos consumos e inspeções periódicas) a cumprir pelos sistemas de climatização (aquecimento e arrefecimento) de espaços ou a ventilação dos edifícios abrangidos.

- eletrificação da economia - penetração dos veículos elétricos (VE): o uso do veículo elétrico será, certamente, cada vez mais massificado no futuro, originando consumos de eletricidade superiores. O veículo elétrico é uma solução de mobilidade em forte crescimento, assente em dois fatores essenciais: a evolução tecnológica ao nível das baterias, com tempos de carga menores, maior autonomia e preço cada vez mais competitivo. O ritmo de eletrificação do transporte individual (ligeiro de passageiros e ligeiros de mercadorias) também está intimamente ligado à evolução da atividade económica e do rendimento. Relativamente à eletrificação dos segmentos de pesados de transporte público e de transporte de mercadorias, de reuniões havidas com os principais *stakeholders* destes sectores reconhece-se haver algum potencial de evolução no longo prazo.

A “eletrificação da economia” induzida por razões de sustentabilidade e de política climático-energética, tema muito abordado nos fóruns da especialidade, estará, em parte, materializada pelo incremento da utilização dos VE. Neste estudo, no segmento dos veículos ligeiros, para além dos 100% elétricos com baterias, também são considerados os veículos híbridos *plug-in*. Como outras utilizações poder-se-á, p.e., no campo do aquecimento e arrefecimento de ar ambiente em edifícios assumir a utilização crescente no longo prazo de bombas de calor, equipamentos bastante eficientes, em substituição de caldeiras menos eficientes com outras fontes de energia. Esta vertente está assumida no PNEC e consubstancia um adicional de consumo assente na substituição de equipamentos que usam outras fontes de energia, nomeadamente combustíveis fósseis, por bombas de calor, mas ainda não foi possível incluir nos pressupostos em anexo ao RMSA-E23. Apenas está incluída a componente da eficiência energética por via da substituição de equipamentos obsoletos por outros mais eficientes, tal como definido na ELPRE. Espera-se que no próximo exercício de cenarização esse adicional de consumo de eletricidade decorrente da eletrificação dos setores de AQS e de aquecimento e

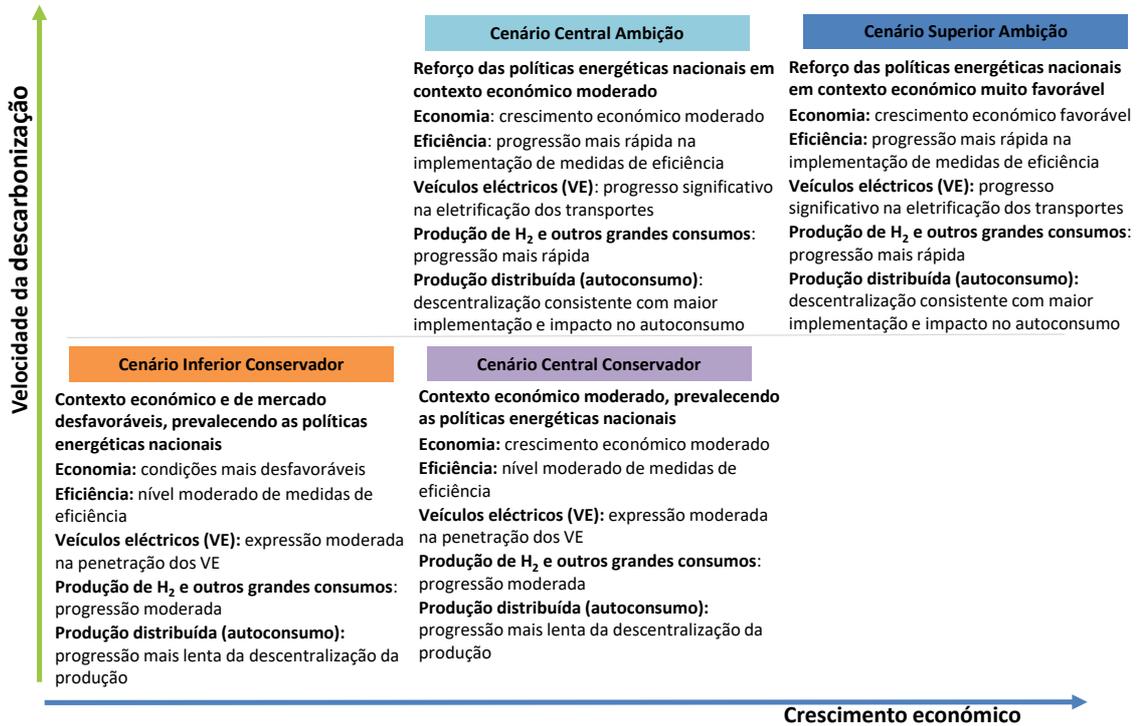
arrefecimento ambiente dos edifícios, através da utilização de bombas de calor, seja já considerado exogenamente nos pressupostos, à semelhança de outras vertentes;

- descentralização da produção: implementação gradual de soluções inteligentes aumenta a flexibilidade da procura por via da descentralização da produção. Parte desta produção poderá ser usada para autoconsumo o que reduz a energia que transita na rede pública, embora o n.º 2 do artigo 83.º do Decreto Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, disponha que se encontram igualmente abrangidas pelo conceito de proximidade as UPAC e a(s) Instalações elétricas de Utilização (IU) quando operem através da RESP em determinadas condições: no caso de UPAC ligadas às redes de distribuição de energia elétrica em BT, a IU e a UPAC não distem entre si mais de 2 km de distância geográfica ou, em alternativa, estejam ligadas ao mesmo posto de transformação; ou estejam ligadas na mesma subestação, no caso de UPAC ligadas à RND e à RNT, desde que não seja ultrapassada a distância geográfica entre as UPAC e as IU de 4 km no caso de ligação em MT, de 10 km nas ligações em AT e de 20 km nas ligações em MAT. De assinalar que o ritmo de crescimento da produção descentralizada está claramente associado à evolução da economia e do rendimento, pois o custo dos equipamentos de produção descentralizada, apesar da redução a que se assistiu nos últimos anos, ainda assim representa um investimento considerável.
- produção de hidrogénio verde por eletrólise e outros grandes consumos: a produção de hidrogénio verde a partir de geração elétrica será efetuada quase na sua totalidade com recurso a produção de eletricidade dedicada que, de acordo com a informação obtida junto da equipa de simulação do PNEC, se considera será veiculada pela RNT devido à distância entre os locais de consumo e os locais de produção. Apenas uma pequena parte será abastecida por produção não dedicada, estando totalmente interligada com a RESP.
À semelhança do ocorrido no exercício de previsão anterior, também se considerou necessário incluir neste exercício de previsão o impacto previsto no consumo de eletricidade decorrente da entrada em exploração de outros grandes projetos, prevista para o período em análise e com parte da capacidade instalada ligada à RESP.

Aproveita-se ainda para salientar que com as previsões resultantes deste exercício não se pretende quantificar com extremo rigor os consumos de eletricidade no médio/longo prazo, mas sim apresentar um intervalo de evolução plausível para esses mesmos consumos, suficientemente contrastantes, que permita enquadrar os diferentes desafios a enfrentar.

Para o atual exercício de previsão, a Figura 20 sistematiza as diferentes combinações de perspetivas de evolução dos vetores acima descritos, assumidas na construção de cada cenário, tendo por base dois eixos: “Velocidade da Descarbonização” (eixo do y) e “Crescimento Económico” (eixo do x).

FIGURA 20 – CARACTERIZAÇÃO DOS DIFERENTES CENÁRIOS



Deste modo, foram desenvolvidos quatro cenários, localizados em diferentes quadrantes balizados pelos dois eixos considerados.

O eixo “Crescimento Económico” pressupõe um menor ou maior crescimento económico tendo por base diferentes níveis de integração da política energética europeia, com diferentes metas e objetivos a alcançar no longo prazo no que diz respeito a penetração de veículos elétricos e desenvolvimento da produção distribuída, alicerçados em diferentes mecanismos de incentivos financeiros à prossecução de tais objetivos. O nível de fundos europeus estará correlacionado positivamente com a inovação, investigação e desenvolvimento de novos projetos dinamizadores, sustentáveis e potenciadores do crescimento económico.

O eixo “Velocidade da Descarbonização” tem por base uma menor ou maior preocupação ambiental, promovendo eficiência energética e a integração de maiores volumes de energias renováveis e, conseqüentemente, uma mais rápida descarbonização da sociedade. Nos últimos anos as instituições europeias e nacionais têm tido um papel cada vez mais interventivo neste domínio. A questão que se coloca é se as atuais políticas energéticas se irão manter ou ser reforçadas através da fixação de objetivos mais ambiciosos rumo à descarbonização da economia e se isso acontecerá num forte ou fraco contexto de crescimento económico.

4. Metodologia de Previsão

A previsão do consumo de eletricidade referido à produção líquida baseia-se, no longo prazo, na previsão do consumo final de eletricidade por setores de consumo.

O consumo final de eletricidade engloba toda a energia eléctrica 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 eléctricos a baterias, mas também os veículos híbridos *plug-in*. Para além dos VE rodoviários, também se considera o segmento da mobilidade fluvial para transporte de passageiros,
- da produção de hidrogénio verde decorrente da capacidade instalada em eletrolisadores
- e da instalação de capacidade para abastecimento de outros grandes consumidores.

A previsão do consumo final de eletricidade no curto prazo (a 1 ano) é calculada de forma diferente dos restantes anos de previsão como é explicitado a seguir.

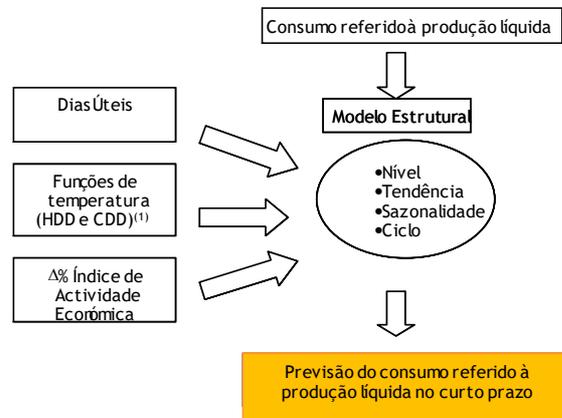
4.1 Previsão de Curto Prazo

No curto prazo, o método de previsão do consumo de eletricidade referido à produção líquida assenta num modelo estrutural de base mensal, onde são introduzidas variáveis explicativas que determinam o efeito de calendário, o efeito da temperatura atmosférica e o efeito da atividade económica sobre o consumo de eletricidade.

Os modelos estruturais são modelos adaptativos que decompõem as variáveis a prever nas suas principais componentes: nível, tendência, sazonalidade e ciclo. Permitem avaliar a evolução de comportamento de cada uma destas componentes ao longo do período histórico e utilizar para previsão apenas a informação obtida nos períodos mais recentes.

Na Figura 21 apresentam-se as diferentes etapas deste processo de previsão.

FIGURA 21 – ETAPAS DA PREVISÃO DE CURTO PRAZO.



⁽¹⁾ HDD - Hot Degree Days; CDD – Cold Degree Days

O valor previsto do consumo referido à produção líquida para 2023 já incorpora os consumos verificados entre janeiro e julho de 2022, corrigidos de temperatura e número de dias úteis.

O conceito de consumo de eletricidade corrigido da temperatura e do número de dias úteis consiste na estimação do valor do consumo para uma situação sem desvios de temperatura e do número de dias úteis em relação aos respetivos valores médios. Esta correção resulta da verificação de que determinados desvios nestas duas variáveis, em relação ao que seria normal, dão origem a desvios no consumo de eletricidade. Por uma questão de precisão e coerência das previsões deste estudo, optou-se por tomar como base o consumo corrigido do efeito de temperatura e do número de dias úteis.

O consumo final de eletricidade para 2023, resulta do consumo de eletricidade referido à produção líquida deduzido das perdas esperadas da rede de transporte e distribuição, acrescido do montante do autoconsumo previsto.

4.2 Previsão de Longo Prazo

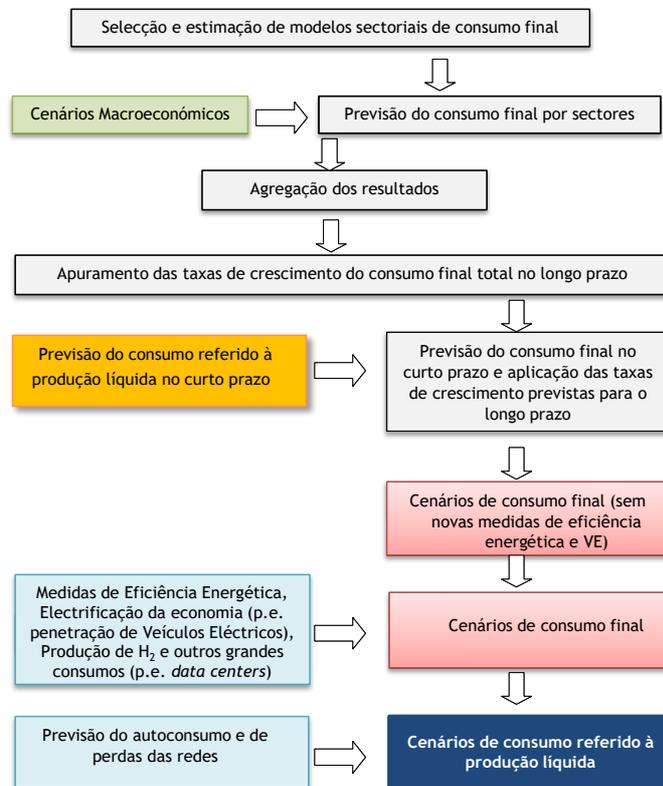
No longo prazo, o processo metodológico utilizado na elaboração dos cenários de evolução do consumo de eletricidade referido à produção líquida, em Portugal Continental, baseia-se na modelização do comportamento do consumo final de eletricidade nos diversos sectores de consumo de eletricidade.

A previsão do consumo final de eletricidade é elaborada a partir da análise individual de três grandes sectores: sector da Indústria e Agricultura, sector Terciário e sector Residencial. Foram testadas outras abordagens, com maior ou menor índice de agregação, tendo-se concluído que a divisão do consumo nestes sectores apresenta resultados mais consistentes.

Foram explorados diversos tipos de modelos, tendo sido desenvolvidos esforços no sentido da atualização das metodologias de previsão. São estimados diversos tipos de modelos, sendo escolhidos aqueles que permitem realizar previsões mais consentâneas com as expectativas de evolução da procura.

As diferentes etapas do processo de previsão no longo prazo, desde a seleção e estimação de modelos sectoriais de consumo final até à previsão do consumo referido à produção líquida encontram-se sistematizadas na Figura 22.

FIGURA 22 – ETAPAS DA PREVISÃO DE LONGO PRAZO EM CADA CENÁRIO/VISÃO



Em cada cenário as previsões realizadas utilizam como input

- as perspetivas de evolução macroeconómica no longo prazo, com identificação das variáveis relevantes para o crescimento económico em Portugal, numa cenarização que tem em conta o crescimento esperado da economia,
- o impacto da implementação futura de novas medidas de eficiência energética,
- a evolução prevista da penetração dos VE
- a evolução prevista da capacidade instalada em eletrolisadores para produção de hidrogénio verde
- a evolução prevista da capacidade instalada associada a projetos de grande consumo
- o progresso previsto no autoconsumo decorrente do avanço da produção descentralizada, para além das perspetivas de evolução do autoconsumo das grandes instalações.

As previsões da procura de eletricidade são desenvolvidas, considerando, em todos os anos do período de previsão, a hipótese de “temperatura média”, combinada com diferentes cenários de evolução dos inputs referidos.

Foram explorados diversos tipos de modelos, tendo sido desenvolvidos esforços no sentido da atualização das metodologias de previsão. À semelhança de anos anteriores, a metodologia que produziu melhores resultados foi a dos modelos estruturais, apresentando-se de seguida de forma mais detalhada as especificações estudadas e analisadas.

4.2.1 Modelos estruturais

Modelos estruturais univariados

Neste tipo de modelos uma série temporal pode ser decomposta em diversas componentes tipificadas: nível, tendência e sazonalidade. À exceção da componente de nível, as restantes componentes podem ou não estar presentes. Generalizando, o modelo estrutural básico pode ser definido como:

$$Y_t = \mu_t + \gamma_t + \varepsilon_t \quad (4)$$

em que

$$\mu_t = \beta_{t-1} + \eta_t \quad (5)$$

$$\beta_t = \beta_{t-1} + \xi_t \quad (6)$$

e

$$\gamma_t = -\sum_{j=1}^{s-1} \gamma_{t-j} + \omega_t \quad (7)$$

As equações (5), (6) e (7) correspondem às componentes estruturais nível, tendência, e sazonalidade, respetivamente. Os termos ε , η , ξ e ω definem perturbações aleatórias do tipo ruído branco, independentes entre si, com média nula e desvios padrão não necessariamente iguais entre si. Como extensão deste modelo básico é comum acrescentar a componente cíclica e/ou introduzir diferentes especificações para a componente de tendência.

A estimação destes modelos é feita com base no filtro de Kalman que consiste num método de estimação recursivo e que obriga à representação do modelo em termo de espaço de estados. Para mais detalhe sobre esta metodologia consultar Costa (1995) ou Harvey (1989).

As variáveis residuais são particularmente importantes, uma vez que são elas que definem o tipo de série que se está a modelizar. Se o desvio padrão de alguma das componentes aleatórias for nulo, isso indica que esta passa a não ter qualquer interferência na equação em questão e que, portanto, a componente a que pertence passa a ser do tipo determinístico. Um modelo estrutural pode variar tipologicamente entre um modelo puramente determinístico – em que todas as componentes aleatórias têm desvio padrão nulo - e um modelo totalmente estocástico – caso em que todas as perturbações aleatórias se caracterizam por um desvio padrão não nulo - denominando-se neste caso por um modelo de tendência localmente linear.

Neste tipo de modelos a previsão é baseada nas estimativas para cada uma das componentes – μ , β e γ - estimadas para a última observação da amostra.

Modelos estruturais com variáveis explicativas

Para explicar a evolução de uma determinada variável, se utilizarmos, para além das componentes estruturais, uma ou diversas variáveis explicativas temos uma extensão considerável quer da

metodologia de base quer da capacidade explicativa/preditiva desses mesmos modelos. Ao mesmo tempo, e dado que os coeficientes associados a cada uma das variáveis podem ser diferentes ao longo do tempo, sendo alvo de um tratamento idêntico ao das componentes estruturais, este tipo de abordagem pode ser considerado uma generalização do método OLS (*Ordinary Least Squares*, método dos mínimos quadrados ordinários). Outra vantagem face ao OLS é que não é necessário testar a ordem de integração das variáveis envolvidas. Se se partir de um modelo geral em que se admita a variabilidade temporal de todos os coeficientes e parâmetros não se corre o risco de obter regressões espúrias uma vez que tal só acontece quando se impõe ao modelo que alguns ou todos os componentes (nível, tendência, sazonalidade e coeficientes) sejam fixos ao longo da amostra quando a sua não imposição seria mais acertada.

4.2.2 Modelos econométricos estimados

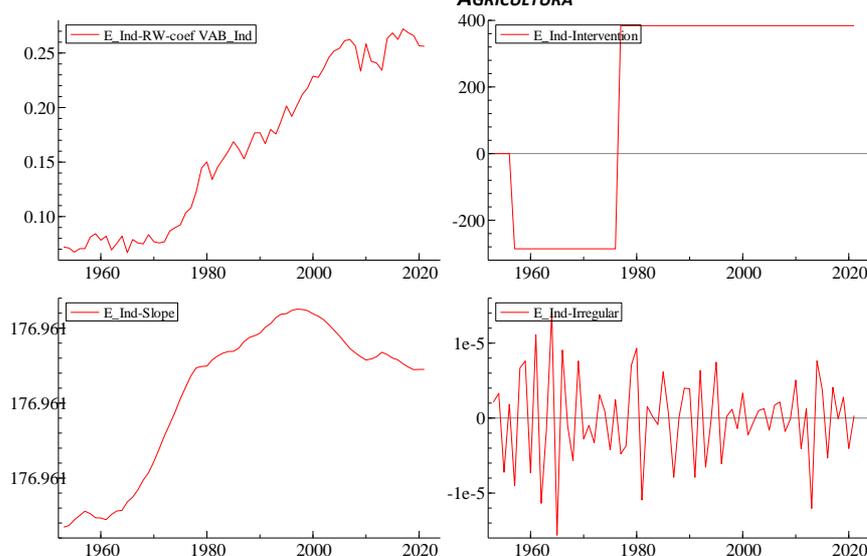
Após análise da *performance* preditiva dos diversos modelos estimados concluiu-se que os que apresentaram melhores resultados foram os modelos estruturais causais cujos resultados são apresentados de seguida segundo o sector de atividade.

Sector da Indústria e Agricultura

Para a previsão do consumo de eletricidade no sector da Indústria e Agricultura procedeu-se à estimação do modelo estrutural com componentes nível e declive do tipo estocástico, configurando o que na literatura se denomina de processo local linear. Além destas componentes considerou-se a variável explicativa VAB da Indústria para explicar a evolução da procura no sector da Indústria e Agricultura. Associada a esta variável assumiu-se um coeficiente do tipo estocástico.

Para além da variável VAB foram incluídas variáveis tipo *dummy* para descontar o efeito de quebras na série da procura não explicadas pelo VAB. Mais concretamente detetaram-se alterações no nível da série em 1957 e 1977 e um *outlier* em 2009.

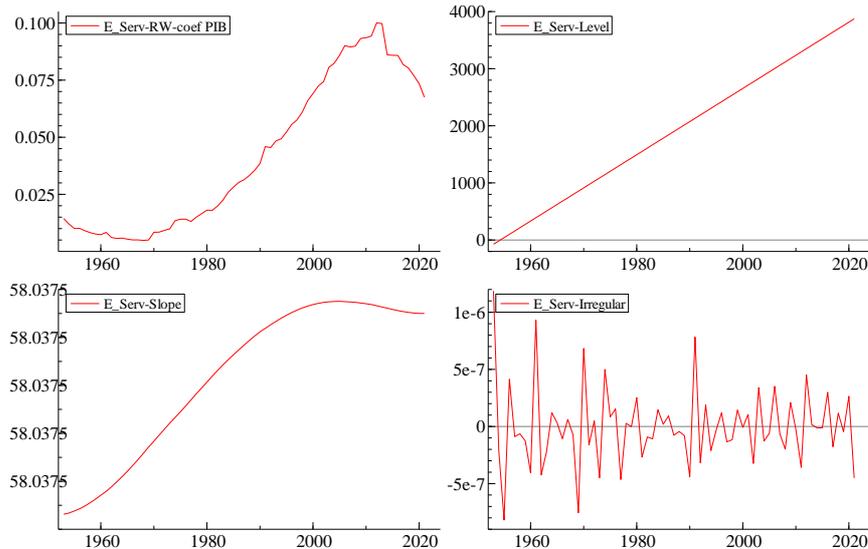
FIGURA 23 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE ELECTRICIDADE DO SECTOR DA INDÚSTRIA E AGRICULTURA



Sector Terciário

No sector Terciário procedeu-se à estimação do modelo estrutural que relaciona a evolução da procura com o PIB sendo que os coeficientes associados às componentes de nível e tendência se revelaram do tipo estocástico. Optou-se por esta abordagem porque a adoção de modelos estruturais baseados na procura em função do VAB dos Serviços resultou em cenários muito pouco diferenciados entre si devido à predominância das componentes estruturais em detrimento das variáveis explicativas.

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

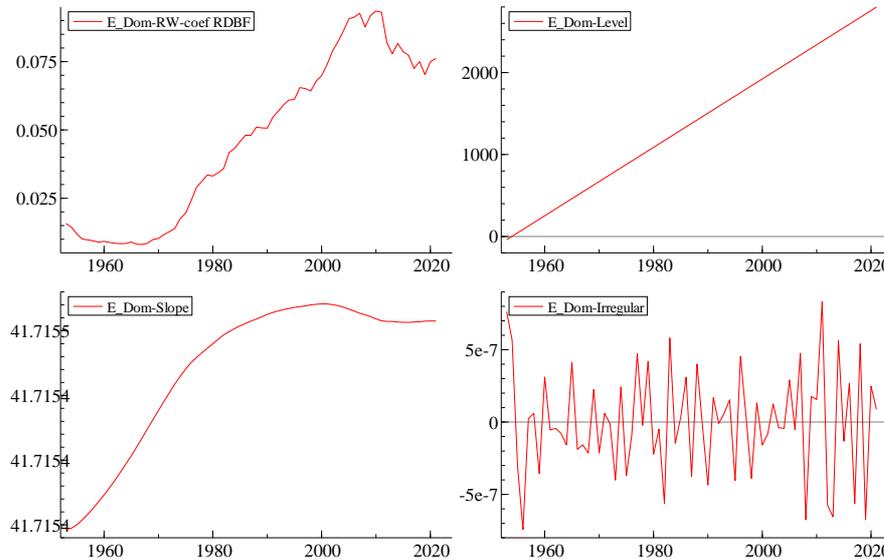


Em termos da evolução estimada para o parâmetro de sensibilidade da procura ao indicador económico, regista-se uma estagnação do mesmo a partir de 2012, pondo fim a mais de 20 anos de forte crescimento.

Sector Residencial

No caso do sector Residencial a variável explicativa considerada foi o Rendimento Disponível Bruto das Famílias (RDBF). Procedeu-se à estimação do modelo estrutural impondo que todas as componentes sejam do tipo estocástico – modelo local linear. O coeficiente associado ao RDBF é do tipo estocástico, apresenta uma trajetória ascendente e é estatisticamente diferente de zero, considerando um nível de confiança de 95%.

FIGURA 25 – EVOLUÇÃO DAS COMPONENTES DO MODELO ESTRUTURAL CAUSAL DA PROCURA DE ELETRICIDADE DO SECTOR RESIDENCIAL



O coeficiente estimado para a variável RDBF também inverteu a sua trajetória crescente a partir de 2010. Tal facto pode dever-se a ganhos de eficiência no consumo fruto da pressão exercida pela recessão económica bem como da evolução tecnológica (eletrodomésticos mais eficientes começaram a ganhar expressão em termos de taxa de utilização).

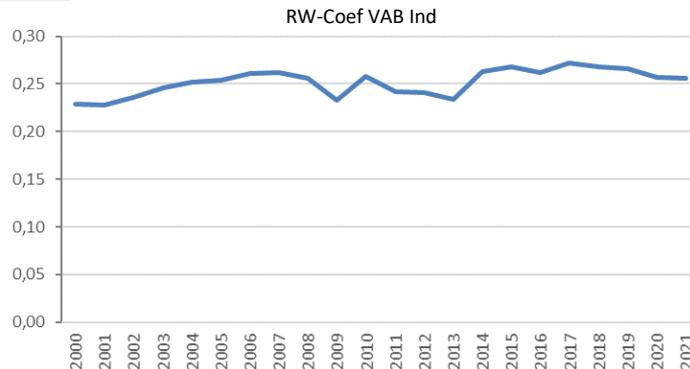
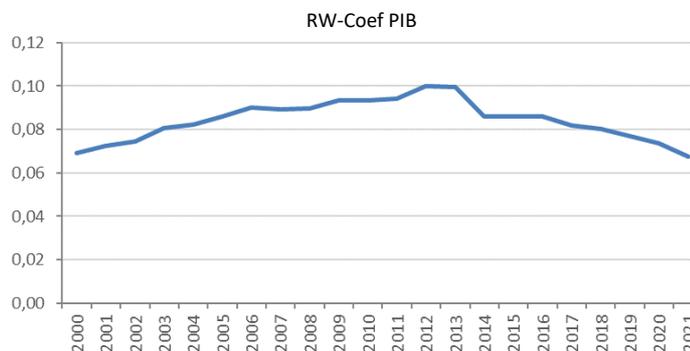
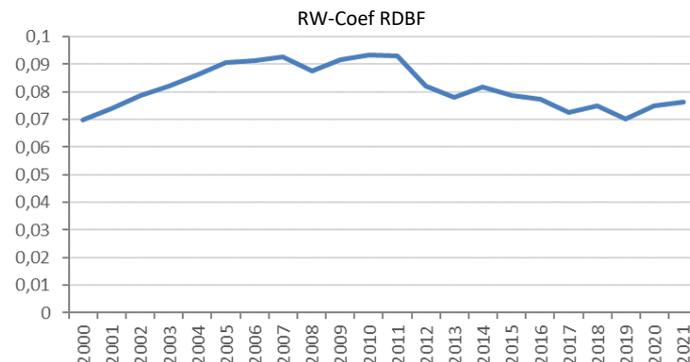
4.2.3 Evolução dos coeficientes das variáveis económicas

Na estimação de modelos estruturais é patente uma redução dos coeficientes associados à variável económica nos segmentos dos Serviços e Residencial. Esta tendência é resultado, especialmente, de alterações e ajustamentos na estrutura produtiva da economia, com impacto significativo na vertente energética, mas também da adoção de medidas de eficiência energética assentes quer em programas estruturados e promovidos pelas autoridades oficiais, quer pela mudança intrínseca de comportamento dos consumidores mais atentos a esta realidade.

Em particular, não será forçado assumir-se a relevância do acréscimo da eficiência no consumo motivado pela evolução tecnológica, mas também pelo comportamento dos consumidores motivado numa primeira fase pelo prolongado período de crise vivido em Portugal. Com base nesta evidência será de supor que os decréscimos se prolongarão por alguns anos capturados pelo decréscimo do coeficiente associado à variável económica.

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

FIGURA 26 – EVOLUÇÃO DOS COEFICIENTES DAS VARIÁVEIS ECONÓMICAS

Sector da Indústria e AgriculturaSector TerciárioSector Residencial

Afigura-se, pois, evidente uma redução do contributo das variáveis económicas nos últimos anos em todos os sectores de consumo, em especial no sector Residencial. Neste sector o coeficiente tem vindo sempre a cair desde 2009, enquanto no sector Terciário a trajetória descendente só se iniciou a partir de 2013. Na Indústria registou-se uma estagnação do coeficiente associado ao VAB após 2007, tendo-se registado um salto positivo em 2014, seguindo-se uma ligeira descida após 2017.

Não obstante esta aparente perda de peso explicativo da evolução da economia no que respeita à procura de electricidade, os cenários de evolução macroeconómica do país continuam a ser de crucial importância num exercício de cenarização deste tipo, havendo, no entanto, algumas considerações importantes a ter em causa, nomeadamente, o impacto da eficiência energética na procura.

As alterações na estrutura produtiva estarão de alguma forma incorporadas na evolução dos cenários macroeconómicos e o impacto da adoção de novas medidas de eficiência estruturadas é considerado a posteriori. Todavia, o comportamento dos consumidores - nomeadamente a sua alteração e impacto

na procura - é de difícil quantificação e de complexa modelização.

No que respeita aos sectores Residencial e dos Serviços os efeitos da eficiência energética na procura de electricidade decorrentes da ELPRE abrangem, para além dos vários eixos associados à renovação energética do parque edificado, um eixo de atuação na área da informação e consciencialização, ou seja, uma área focada no comportamento dos consumidores. Assim, e à semelhança do exercício de previsão anterior, para manter a consistência das previsões e do racional subjacente, para estes setores não se considera o decréscimo dos coeficientes associados às variáveis económicas, evitando, assim, a dupla contabilização de efeitos sobre a procura de electricidade induzidos pela eficiência energética.

No caso da Indústria, mantém-se a metodologia dos anos anteriores, incorporando-se ganhos de eficiência nos modelos aqui apresentados numa tentativa de capturar mudanças de comportamento.

Para efeitos de previsão, o software estatístico usado mantém a estimativa mais recente dos parâmetros constante ao longo de todo o horizonte. Deste modo, numa tentativa de traduzir o efeito da mudança de comportamento dos consumidores industriais considera-se prudente assumir uma trajetória descendente do coeficiente ao longo do período de previsão.

Para prever a evolução dos coeficientes no sector da Agricultura e Indústria recorreu-se à extrapolação da série das estimativas para este coeficiente sendo o decréscimo baseado numa convergência linear para o percentil 10 das estimativas do coeficiente uma vez que este não apresenta uma tendência clara nos anos mais recentes. O decréscimo médio anual do consumo por via do aumento de eficiência situou-se nos 0,18%.

5. Cenários Macroeconómicos

Os cenários macroeconómicos utilizados nas previsões de procura de longo prazo são da responsabilidade da DGEG e constam do documento de pressupostos em anexo ao RMSA-E23.

Para ajudar à recuperação da recessão económica causada pela pandemia, os dirigentes da UE concordaram em elaborar um plano de recuperação para a Europa que estará em vigor até 2027. O maior pacote de medidas de estímulo alguma vez financiado pelo orçamento da UE, que combina o Quadro Financeiro Plurianual (QFP) e o instrumento *Next Generation* EU (NGEU), ajudará a recuperar da pandemia da Covid-19, permitindo que as economias dos países da EU se tornem mais sustentáveis e resilientes.

O novo QFP está dividido em sete rúbricas: mercado único, inovação e digitalização; coesão, resiliência e valores; recursos naturais e ambiente; migração e gestão das fronteiras; segurança e defesa; países vizinhos e resto do mundo; e administração pública europeia.

Em fevereiro de 2021 o Conselho adotou o regulamento que cria o Mecanismo de Recuperação e Resiliência (MRR), que está no centro do instrumento de recuperação *Next Generation* EU, que incide sobre seis domínios de intervenção: transição ecológica; transformação digital; crescimento e emprego inteligentes, sustentáveis e inclusivos; coesão social e territorial; saúde e resiliência; políticas para a próxima geração, incluindo em matéria de educação e competências.

As previsões do inverno de 2023 da Comissão Europeia reviram em alta as perspetivas de crescimento

para este ano, mas estamos perante uma conjuntura complexa, com taxas de inflação superiores ao crescimento dos salários, o que conduz a uma diminuição do consumo. As despesas no âmbito do MRR e da execução dos programas da política de coesão deverão continuar a aumentar, em apoio do investimento público.

De acordo com as orientações em matéria de política orçamental para 2024 da Comissão Europeia (CE), *“a incerteza em torno das perspetivas económicas europeias continua a ser elevada, embora os riscos para o crescimento estejam globalmente equilibrados”*. *“...o ajustamento à conjuntura de taxas de juro elevadas poderá revelar-se difícil e a incerteza continua a ser elevada, tendo em conta a guerra em curso da Rússia contra a Ucrânia. Os riscos de revisão da inflação em alta continuam a estar, em grande medida, ligados à evolução dos mercados da energia...”*. *“Em 2024, em particular, prevalecem riscos de revisão da inflação em alta, uma vez que o crescimento dos salários poderá estabilizar-se a taxas acima da média durante um período sustentado.”*

A última década caracterizou-se por grandes choques, nomeadamente a crise económica e financeira, a crise da COVID-19, a invasão russa da Ucrânia e a subsequente crise energética e o aumento da inflação. Esta incerteza significa que a política orçamental terá de permanecer flexível no futuro. Neste contexto, as políticas orçamentais devem ter por objetivo preservar a sustentabilidade da dívida, bem como aumentar o potencial de crescimento de uma forma sustentável e inclusiva.

A combinação do lento crescimento económico e da elevada inflação no curto prazo exige, portanto, uma forte coordenação das políticas orçamentais da UE e da área do euro. Os desafios com que a economia europeia se confronta a médio prazo não se atenuaram e aumentarão as pressões sobre as finanças públicas no médio prazo. Nas referidas orientações, os Estados-Membros são convidados a indicar, nos seus programas de estabilidade e convergência, de que forma os seus planos orçamentais assegurarão o respeito do valor de referência para o défice de 3 % do PIB, bem como uma redução plausível e continuada da dívida ou a sua manutenção em níveis prudentes no médio prazo.

Deste modo, a atual conjuntura é bastante desafiante e o ambiente de incerteza que se vive vai ter impactos duradouros na velocidade de recuperação da economia europeia.

Como é habitual, várias entidades publicaram cenários de evolução da economia para os próximos anos. Assim, as previsões do PIB e dos grandes agregados da despesa, para Portugal, tiveram em conta as mais recentes previsões macroeconómicas provenientes do Banco de Portugal, da CE, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), do Fundo Monetário Internacional (FMI), do Conselho das Finanças Públicas (CFP) e do Ministério das Finanças.

Para estabelecer os cenários do RDBF construiu-se um modelo econométrico que relaciona as taxas de crescimento do PIB e dessa variável. Dessa regressão resultou uma elasticidade de 0,78 e foi com base neste resultado que se construíram os cenários desta variável até 2040. Os cenários dos VAB setoriais foram construídos com base na evolução prevista do seu peso no PIB que consta do documento de pressupostos em anexo ao RMSA-E23.

As figuras seguintes ilustram os três cenários considerados para o PIB, para o RDBF e para os VAB setoriais.

FIGURA 27 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O PIB - CENÁRIOS DGEG 2023-2040

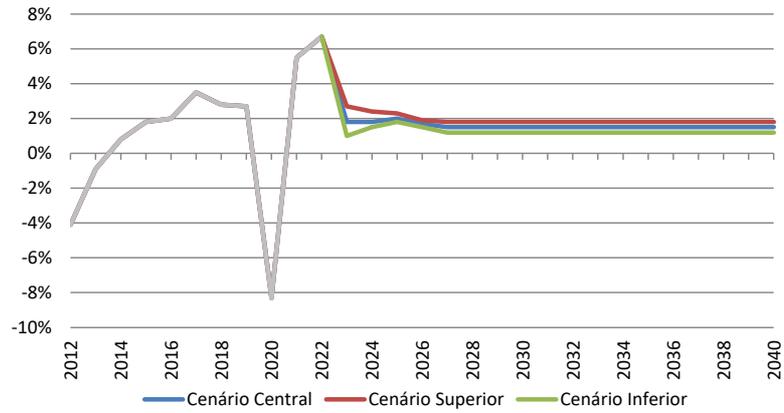


FIGURA 28 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O RDBF – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DGEG 2023-2040

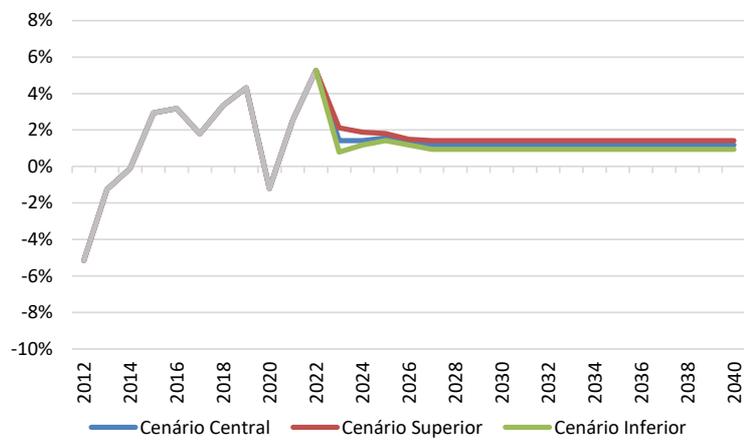


FIGURA 29 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DA AGRICULTURA, INDÚSTRIA E CONSTRUÇÃO – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGEG 2023-2040

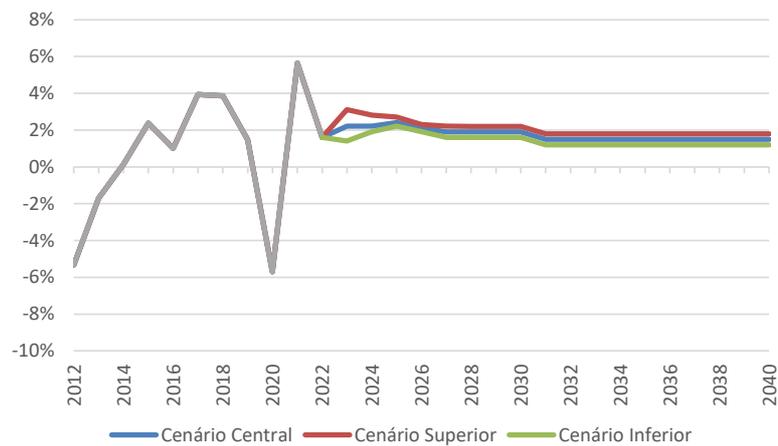
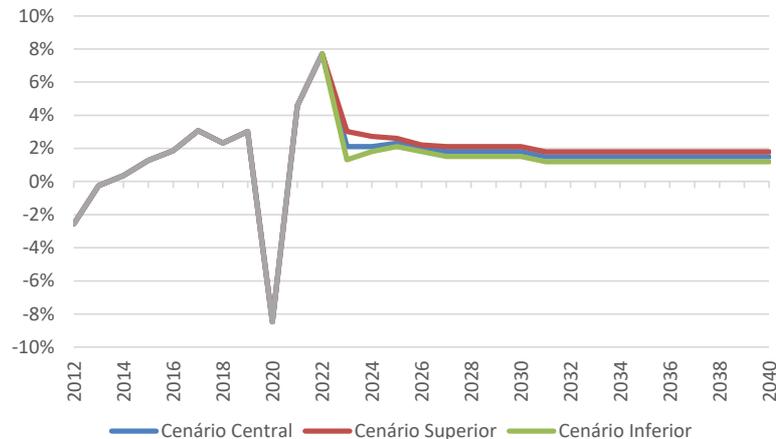


FIGURA 30 – EVOLUÇÃO PREVISTA PARA O VAB DOS SERVIÇOS – COM BASE NOS CENÁRIOS DO PIB DA DGEG 2023-2040



6. Novas Medidas de Eficiência Energética

Para o período de previsão, foram estudados os impactos sobre o consumo final de eletricidade da implementação de novas medidas de eficiência energética de 2023 em diante. O cenário de evolução das poupanças de eletricidade decorrentes destas novas medidas consta igualmente do documento dos pressupostos da DGEG.

No âmbito do Pacote Energia Limpa, a Diretiva (UE) 2018/844, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE sobre o desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética, dá especial enfoque ao parque de edifícios devido aos seus elevados consumos energéticos e índices de emissão de CO₂. Nesse sentido, com vista ao cumprimento dos objetivos europeus de eficiência energética e redução das emissões de GEE, o artigo 2.º-A da Diretiva 2010/31/UE, na sua redação atual, determina a obrigação de cada Estado-Membro estabelecer uma estratégia de longo prazo para apoiar a renovação, até 2050, do parque nacional de edifícios residenciais e não residenciais, públicos e privados, incluindo um roteiro com medidas e objetivos indicativos para os horizontes de 2030, 2040 e 2050.

Por conseguinte, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, aprovou a ELPRE com o objetivo de promover a renovação energética do parque nacional de edifícios existentes, medida fundamental para o cumprimento dos objetivos nacionais em matéria de energia e clima, constantes do PNEC 2030 e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050), assim como para o cumprimento de outros objetivos estratégicos, designadamente o combate à pobreza energética e o relançamento da economia por força da situação epidemiológica causada pela doença COVID-19.

Em concreto, as medidas constantes da ELPRE compreendem a intervenção nas envolventes dos edifícios, a substituição dos sistemas existentes por sistemas mais eficientes, a promoção de energia de fontes renováveis, a adoção de soluções técnicas adequadas, mediante, entre outras medidas, a criação e/ou desenvolvimento de programas de financiamento para a renovação e de mobilização de investimento, público e privado, assim como o reforço das políticas de incentivo e monitorização do mercado. Estas medidas agrupam-se em sete eixos de atuação: renovação do edificado; edifícios inteligentes; certificação energética; formação e qualificação; combate à pobreza energética; informação e consciencialização; monitorização.

Assim, no que respeita à evolução prevista das poupanças de eletricidade consideradas neste exercício de previsão, os sectores Residencial e Serviços têm por base as metas definidas na ELPRE.

Quanto aos outros sectores, no período 2023-2030 tem-se em conta a meta de poupanças a atingir no âmbito do artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética (Diretiva (UE) 2018/2002, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética, transposta para a ordem jurídica interna pelo Decreto-Lei nº 64/2020, de 10 de setembro). Estas estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade no período 2019-2021 nos sectores da indústria (incluindo CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão), transportes e agricultura e pescas, considerando que o esforço de poupança sobre a eletricidade é igual ao dos outros combustíveis e equivalendo a 0,8%/ano. Para o período 2031-2040, e não havendo referencial a aplicar, estimam-se poupanças com base numa redução de 0,25%/ano sobre o mesmo referencial.

Em resumo:

- **Sectores Residencial e Serviços:** cenário Ambição alinhado com os objetivos definidos na ELPRE 2050 para os horizontes de 2030 e 2040; cenário Conservador corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:
 - Período 2023-2030: 3 606 GWh no cenário Ambição e 2 885 GWh no cenário Conservador
 - Período 2031-2040: 6 606 GWh no cenário Ambição e 5 285 GWh no cenário Conservador
- **Sectores Agricultura e Pescas, Indústria e Transportes:** cenário Ambição alinhado com o objetivo traçado no artigo 7.º da Diretiva sobre eficiência energética para o período 2023-2030; cenário Conservador corresponde a 80% da execução dos objetivos traçados para o cenário Ambição:
 - Período 2023-2030: 1 136 GWh no cenário Ambição e 909 GWh no cenário Conservador
 - Período 2031-2040: 444 GWh no cenário Ambição e 355 GWh no cenário Conservador

As figuras seguintes ilustram as poupanças anuais incrementais previstas e as poupanças acumuladas no período em análise. Relativamente às poupanças anuais considera-se uma repartição equitativa pelos anos de cada década.

FIGURA 31 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUANÇAS DE ELETRICIDADE ANUAIS INCREMENTAIS - CENÁRIOS DGEG

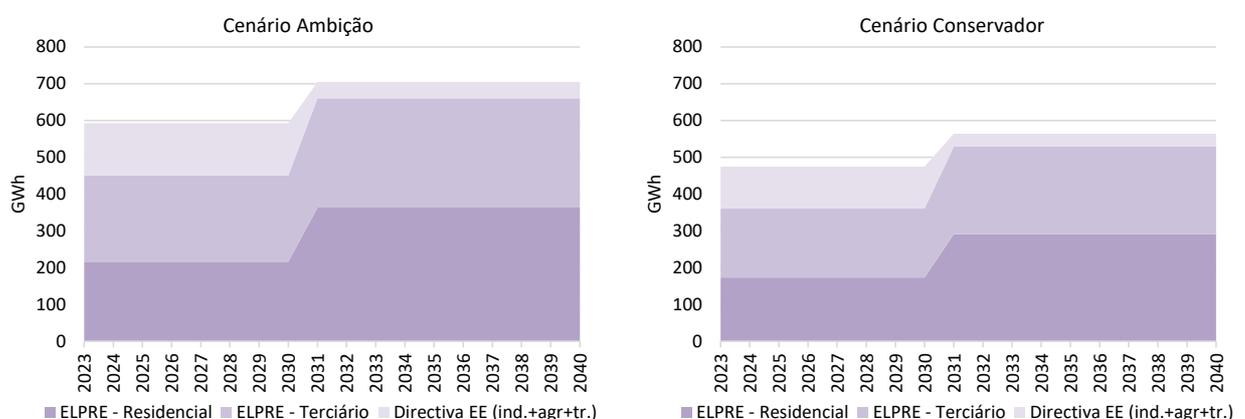
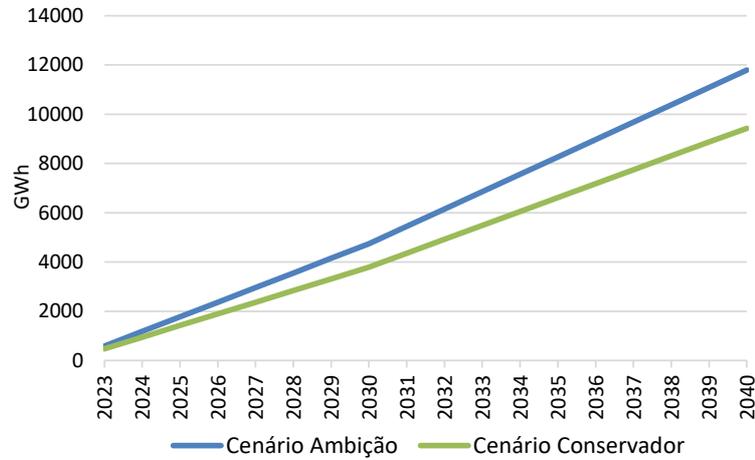
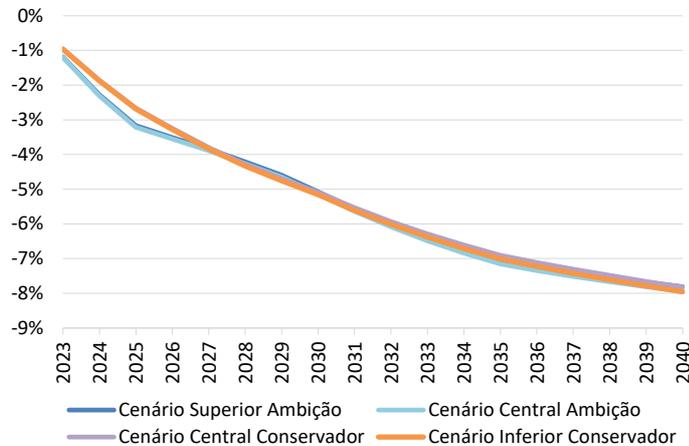


FIGURA 32 – EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE ELETRICIDADE ACUMULADAS - CENÁRIOS DGEG



Em 2030 as poupanças anuais acumuladas previstas ascendem a cerca de 4 740 GWh no cenário Ambição e cerca de 3 795 GWh no cenário Conservador, enquanto em 2040 são de cerca de 11 790 GWh e 9 435 GWh, respetivamente. De destacar o maior esforço ou exigência em termos de poupanças previsto para a última década deste estudo por via das medidas inseridas no âmbito da ELPRE. O impacto destas poupanças no consumo final previsto está evidenciado na Figura 33.

FIGURA 33 – IMPACTO ACUMULADO DAS POUPANÇAS NO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE PREVISTO



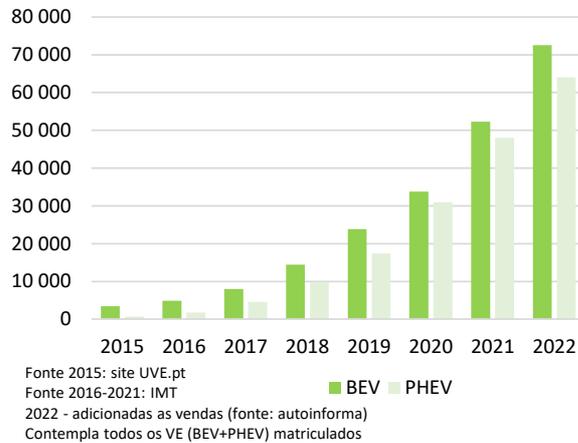
Consoante os cenários, o impacto das poupanças de eletricidade no consumo final oscila entre -5,1% e -5,2% em 2030 e entre -7,8% e -8,0% em 2040.

7. Mobilidade Elétrica

A transição para uma mobilidade sustentável e para a eletrificação do transporte é um dos pilares rumo à descarbonização da economia. Os carros elétricos têm percorrido o seu caminho e num futuro não muito longínquo irão substituir os de combustão. Aliás, várias cidades europeias já tomaram medidas no sentido da proibição de circulação de veículos com motores a combustão no curto/médio prazo.

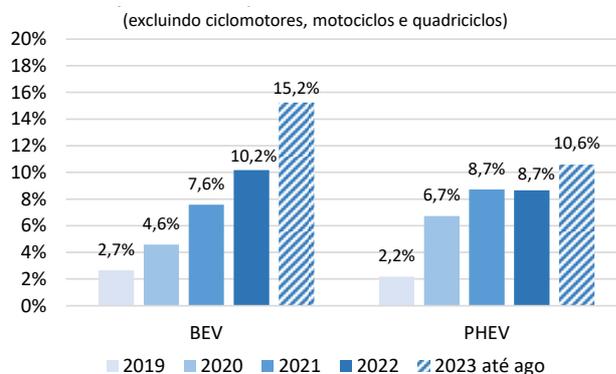
A Figura 34 ilustra a evolução do parque dos VE 100% elétricos a baterias (*Battery Electric Vehicle* (BEV)) e dos híbridos plug-in (*Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV)), em Portugal.

FIGURA 34 – EVOLUÇÃO DO PARQUE DOS BEV E PHEV EM PORTUGAL. PERÍODO 2015-2022



A sua análise permite concluir que nos últimos anos se tem assistido a um crescimento significativo na penetração deste tipo de veículos no parque automóvel, quer da tecnologia BEV, quer da tecnologia PHEV. Em termos de quota de mercado, as vendas de BEV e PHEV até agosto de 2023 já representam 25,8% em comparação com uma quota nas vendas de 18,9% em 2022 e 16,3% em 2021.

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



De acordo com o Global EV Outlook 2023 publicado em abril de 2023 pela Agência Internacional de Energia (AIE), em termos mundiais em 2022 o stock global de VE atingiu 26 milhões de veículos, um aumento de 60% em relação a 2021, com os BEV a representarem mais de 70% do crescimento anual total, tal como nos anos anteriores.

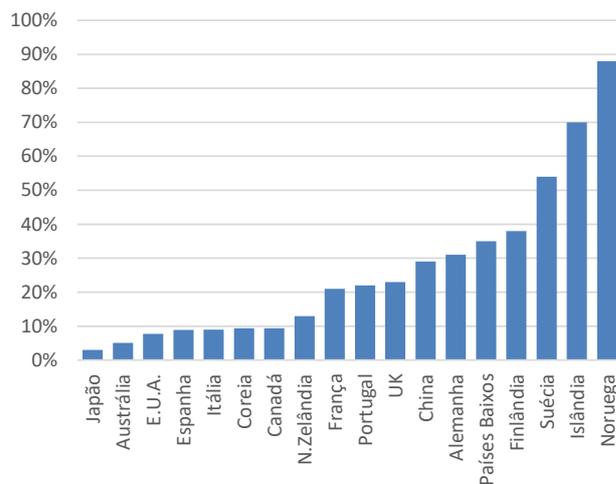
Apesar das repercussões económicas da pandemia Covid-19, outros fatores contribuíram para o aumento dos registos de VE, nomeadamente legislação ambiental mais restritiva, incentivos económicos adicionais, aumento do número de modelos e redução do custo das baterias e, conseqüentemente, do custo dos VE.

Em 2022 as vendas de VE - BEV e PHEV – excederam 10 milhões de viaturas, representando um aumento de 55% em relação ao ano anterior. No decurso de apenas cinco anos, de 2017 a 2022, as vendas de VE passaram de cerca de 1 milhão para mais de 10 milhões. A percentagem de VE no total de vendas de automóveis evoluiu de 9% em 2021 para 14% em 2022, mais de 10 vezes a sua quota em

2017. Três mercados dominaram as vendas mundiais. A China foi mais uma vez o líder, representando cerca de 60% das vendas mundiais de VE. Na Europa, o segundo maior mercado, as vendas de VE aumentaram mais de 25 % em 2022. As vendas de VE nos Estados Unidos - o terceiro maior mercado aumentaram 55% em 2022, atingindo uma quota de vendas de 8%.

De acordo com o ilustrado na Figura 36, ao nível da Europa destaque para a Noruega com uma quota de mercado nas vendas em 2022 de 88%. A Islândia e a Suécia também se distinguem com uma quota de cerca de 70% e 54%, respetivamente.

FIGURA 36 – QUOTA DE MERCADO DAS VENDAS DOS VE EM 2022, EM ALGUNS PAÍSES



Fonte dos dados: Global EV Outlook 2023, Agência Internacional de Energia (AIE)

O parque de veículos comerciais também está a ser cada vez mais eletrificado.

As vendas de veículos comerciais ligeiros elétricos a nível mundial aumentaram mais de 90 % em 2022, para mais de 310 000 veículos, apesar de as vendas globais terem diminuído quase 15 %. Em 2022, foram vendidos em todo o mundo cerca de 66 000 autocarros elétricos e 60 000 camiões médios e pesados, representando cerca de 4,5 % de todas as vendas de autocarros e 1,2% das vendas de camiões. Em 2022, o parque mundial de autocarros elétricos era de 800 000 e o de camiões pesados elétricos de 321 000. Isto representa cerca de 3,1% da frota mundial de autocarros e 0,4 % da frota de camiões pesados.

No que respeita à cenarização da mobilidade elétrica, neste exercício foram avaliados dois cenários de acordo com os pressupostos da DGEG, tendo em conta a evolução prevista do número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias BEV e PHEV e ligeiros de mercadorias, pesados de passageiros e pesados de mercadorias com tecnologia BEV. Para além dos VE rodoviários, também se considera o segmento da mobilidade fluvial para transporte de passageiros com navios 100% elétricos.

No que diz respeito ao consumo de eletricidade associado à mobilidade elétrica foi tida em conta a evolução prevista no *draft* de revisão do PNEC para o número de veículos ligeiros de passageiros com tecnologias PHEV e BEV e de veículos ligeiros e pesados de mercadorias com tecnologia BEV.

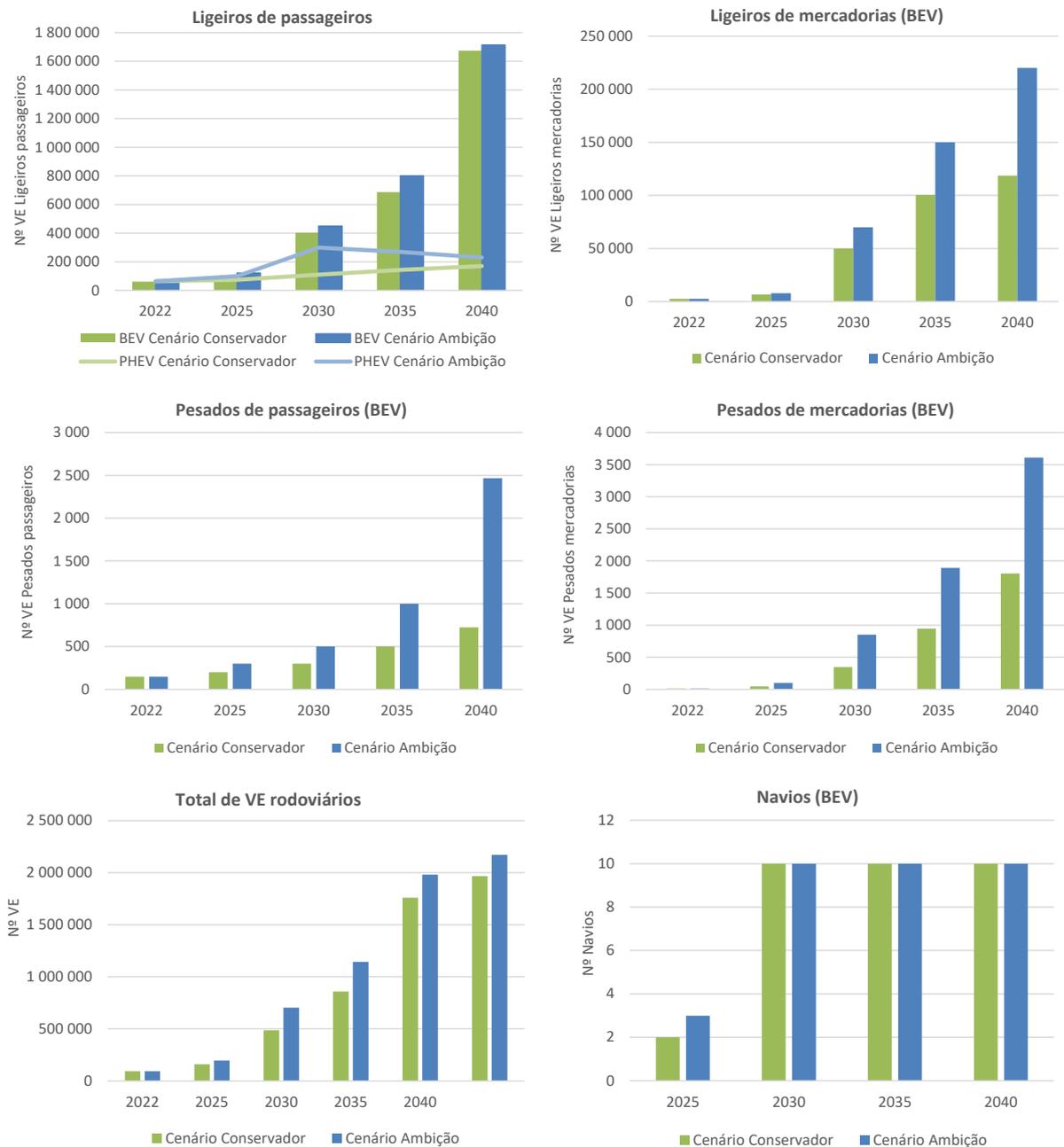
Nessa conformidade, para os BEV é assumido, nesse cenário, um crescimento contínuo das vendas, refletindo condições económicas mais favoráveis e objetivos de política energética mais ousados, assentes na eletrificação do transporte em larga escala. O cenário Conservador prevê uma evolução

mais conservadora da penetração de veículos BEV e PHEV.

Quanto ao segmento fluvial, foi assinado em 2021 o contrato de fornecimento de 10 navios elétricos, decorrente do concurso público internacional lançado em fevereiro de 2020 pela Transtejo. Por outro lado, também já está finalizado o concurso público aberto pela Transtejo para a aquisição e construção dos postos de carregamento e a respetiva manutenção dos navios e postos para o período de 2022 a 2036, bem como o concurso para o fornecimento das baterias que não tinham sido incluídas no concurso inicial de fornecimento dos navios.

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

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



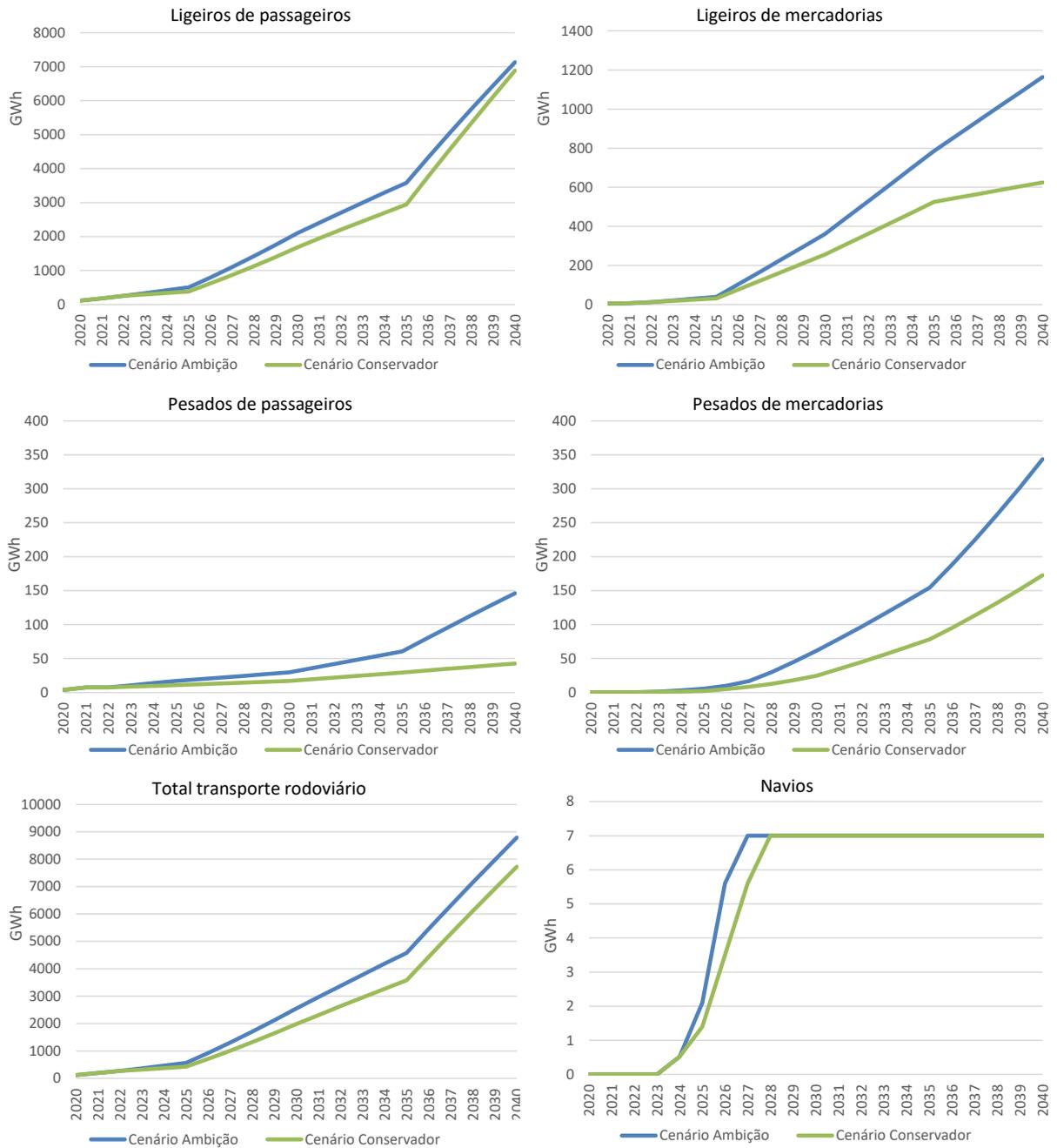
Como se pode observar, o ritmo de penetração de VE previsto é bastante significativo em ambos os cenários, assente no paradigma de que o VE será cada vez mais uma solução de mobilidade viável, assentando em dois fatores essenciais: a evolução tecnológica ao nível das baterias, com tempos de carga menores,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

Na caracterização do consumo final dos VE assumiram-se os seguintes dados técnicos:

- Ligeiros de passageiros: consumo específico de 19 kWh/100 km até 2030, convergência para 17 kWh/100 km em 2040
- Ligeiros de mercadorias: consumo específico de 25 kWh/100 km até 2030, convergência para 22 kWh/100 km em 2040
- Pesados de passageiros: consumo específico de 100 kWh/100 km até 2030, convergência para 90 kWh/100 km em 2040
- Pesados de mercadorias: consumo específico de 150 kWh/100 km até 2040
- Em todos os segmentos considerou-se uma eficiência do carregador de 95% e uma eficiência da carga e descarga de 92%.
- Em ambos os cenários e para todos os segmentos o nº de km percorridos por ano são os indicados pela DGEG no documento dos pressupostos
- Quanto aos navios fluviais, tendo por base o consumo de combustível e a diferença de eficiência energética entre as soluções térmica e motor elétrico é considerado um consumo unitário anual de 0,7 GWh, tal como indicado nos pressupostos da DGEG.

Destas assunções resulta o consumo previsto dos VE ilustrado na Figura 38, para ambos os cenários.

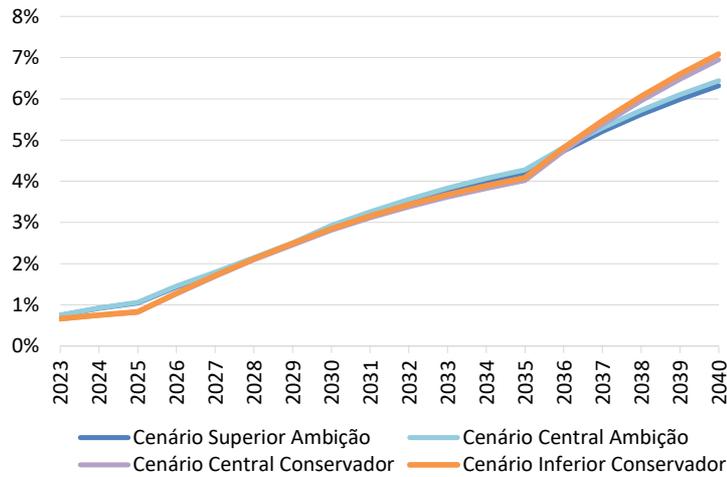
FIGURA 38 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DOS VE - CENÁRIOS DGEG



Para os pressupostos assumidos a amplitude de variação do consumo final dos veículos elétricos oscila entre 570 GWh em 2030 e 1 065 GWh em 2040.

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

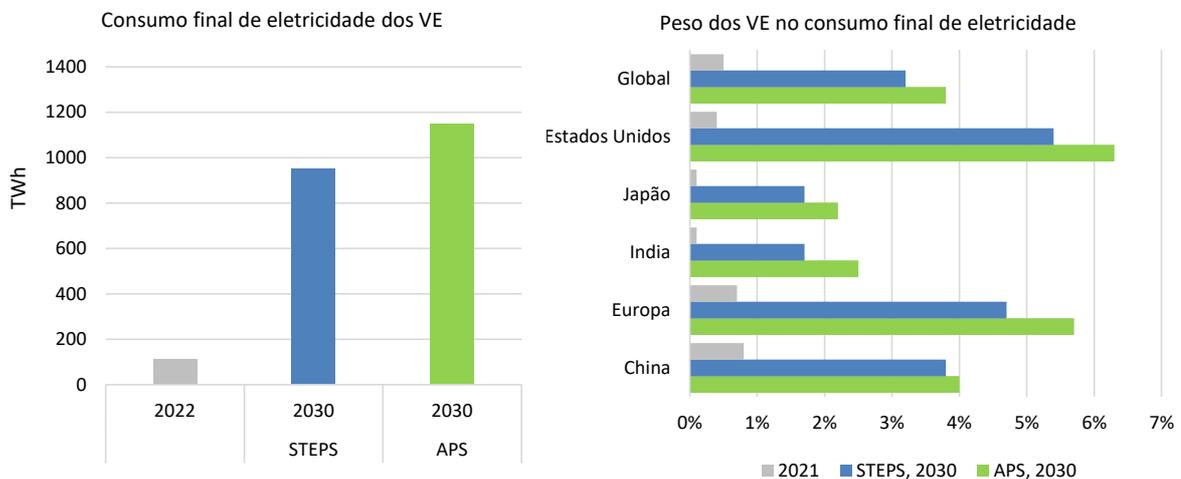
FIGURA 39 – IMPACTO DO CONSUMO DOS VE NO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE PREVISTO



O impacto previsto no consumo final do consumo dos VE é de cerca de 2,9% em 2030 em todos os cenários e varia entre 6,3% e 7,1% em 2040.

O estudo da AIE sobre a evolução passada e futura dos VE no mundo mostra, para ambos os cenários desenvolvidos, que é expectável um crescimento apreciável no consumo global de eletricidade dos VE, evoluindo entre 2022 e 2030 de 110 TWh para 950 TWh (+1 088%) no *Stated Policies Scenario* e para 1 150 TWh (+1 338%) no *Announced Pledges Scenario*.

FIGURA 40 – CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DOS VE NO MUNDO E PESO DOS VE NO CONSUMO DE ELETRICIDADE POR PAÍS/REGIÃO (2022 E PREVISÃO 2030) (GLOBAL EV OUTLOOK 2023 - AIE) (INCLUI TODOS OS SEGMENTOS)



Fonte: Agência Internacional de Energia (AIE), Global EV Outlook 2022
STEPS - Stated Policies Scenario
APS - Announced Pledges Scenario

Face a esta evolução prevista, o peso dos VE no consumo de 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 5,5% no *Stated Policies Scenario* e de 6,5% no *Announced Pledges Scenario* (0,3% em 2021).

Face ao impacto do consumo dos VE no consumo de eletricidade apresentado na Figura 39 conclui-se

que em 2030 os cenários apresentados têm um peso inferior aos cenários da AIE para a Europa com um peso de cerca de 3%. De ressaltar, no entanto, que é necessária alguma prudência quando se fazem este tipo de comparações pois a Europa é uma região bastante heterogênea com países a apresentarem necessidades e intensidades energéticas bastante distintas entre si.

8. Produção de Hidrogénio Verde

Relativamente à vertente energética do hidrogénio, de acordo com o *draft* da revisão do PNEC o desenvolvimento da cadeia de valor do hidrogénio renovável terá um papel muito relevante no país, ultrapassando a expectativa definida na Estratégia Nacional para o Hidrogénio, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2020, de 14 de agosto de 2020. Em particular, emergem soluções que permitem a produção direta de hidrogénio renovável com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável (e.g. solar, eólica), assim como a produção direta de hidrogénio a alta pressão, simplificando o seu uso na mobilidade.

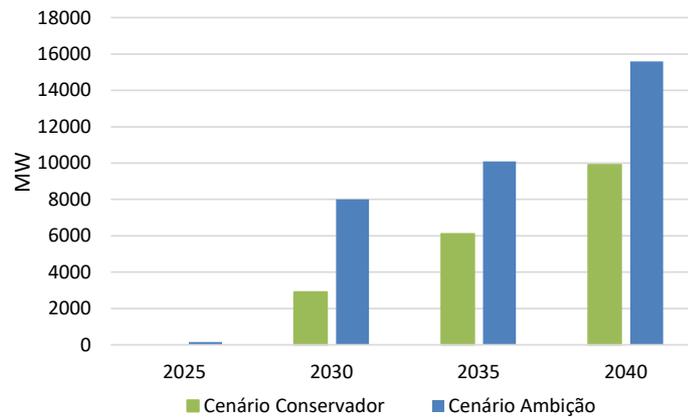
O PNEC propõe um conjunto de medidas de ação e metas de incorporação nos vários setores da economia, tendo como objetivo principal introduzir um elemento de incentivo e estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio enquanto pilar sustentável na transição para uma economia descarbonizada.

Assim, não obstante toda a incerteza relativamente ao desenvolvimento deste pilar, considera-se no exercício de previsão da procura de eletricidade o impacto decorrente da evolução futura prevista da potência instalada de eletrolisadores, com e sem produção dedicada de eletricidade.

De acordo com os pressupostos da DGEG, toda a produção de eletricidade dedicada (eólica e solar) para abastecimento dos eletrolisadores irá circular na Rede Nacional de Transporte (RNT), mas não será considerada autoconsumo pelo facto dos locais de consumo não se situarem fisicamente na proximidade dos locais de produção, nas condições a que se refere o artigo 83.º do Decreto-Lei n.º 15/2022. Adicionalmente, considera-se, ainda, que uma pequena parte da eletricidade necessária para abastecer os eletrolisadores será proveniente de produção não dedicada e estará interligada com a RESP.

Os valores agora considerados serão ajustados em futuros estudos mediante a disponibilização de mais informação relevante para esse efeito, nomeadamente em relação à caracterização, calendarização de projetos futuros e a forma de abastecimento de eletricidade, se através de produção dedicada e se circulará na RESP.

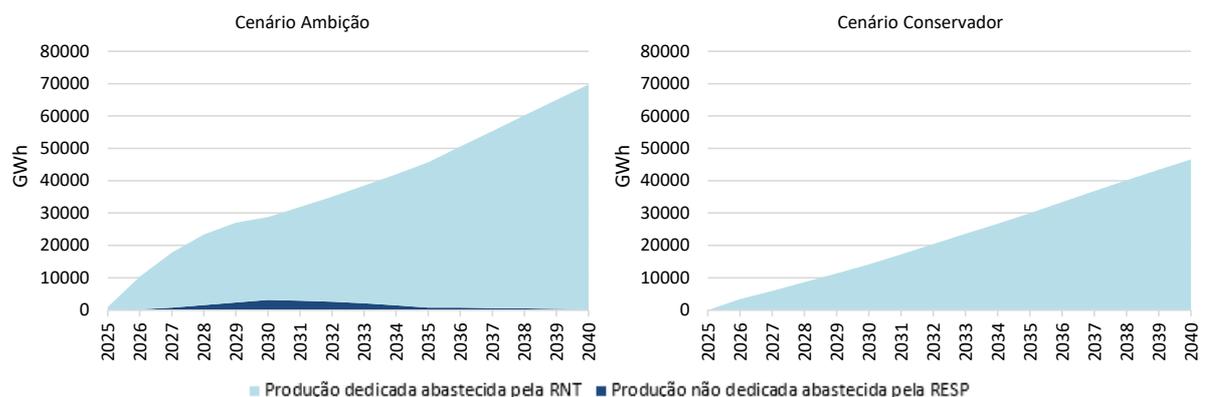
Em face destas constatações, as projeções da evolução desta vertente apontam, em 2030, para uma capacidade instalada de consumo de eletricidade em eletrolisadores de 8 000 MW no cenário Ambição e 2 900 MW no cenário Conservador e, em 2040, de 15 600 MW no cenário Ambição e 9 900 MW no cenário Conservador.

FIGURA 41 – CAPACIDADE INSTALADA² DE CONSUMO DE ELECTRICIDADE DE ELECTROLISADORES – CENÁRIOS DGEG

Como já mencionado, relativamente à produção de electricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores, dado que os grandes projetos renováveis não estão localizados na proximidade dos eletrolisadores (como, por exemplo, no caso da eólica offshore), foi assumido que esta produção será totalmente veiculada pela RNT, com reflexos ao nível das respetivas pontas.

Para efeitos de cenarização foram, ainda, considerados os perfis de utilização previstos disponibilizados pela equipa de simulação do PNEC. Assim, dos pressupostos assumidos decorre o consumo de electricidade previsto dos eletrolisadores apresentado na Figura 42, para o período entre 2025 e 2040, repartido entre produção dedicada abastecida pela RNT e produção não dedicada abastecida pela RESP.

Como já salientado, nesta vertente considera-se que não estão reunidas as condições preconizadas no n.º 2 do artigo 83.º do Decreto-Lei n.º 15 para que seja considerado autoconsumo. A produção não dedicada apenas é assumida no cenário Ambição, alinhado com cenário WAM do *draft* da revisão do PNEC.

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

De salientar o forte crescimento do consumo de electricidade dos eletrolisadores até ao horizonte do estudo, principalmente no cenário Ambição, fruto do aumento significativo da potência instalada,

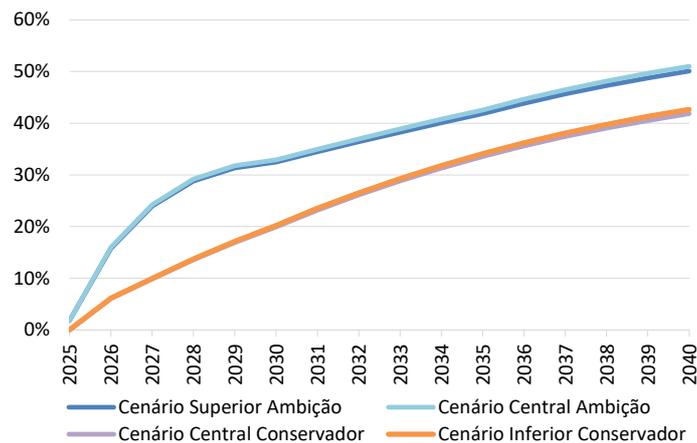
² Estas potências correspondem aos valores de *output* de Hidrogénio indicados no *draft* do PNEC 2030, afetados do rendimento dos eletrolisadores (para estar associado ao consumo de electricidade nos eletrolisadores).

consequência dos novos projetos que se prevê entrar em exploração nesses anos.

Para 2030 prevê-se um consumo de eletricidade dos eletrolisadores de 28 800 GWh no cenário Ambição e 14 110 GWh no cenário Conservador, evoluindo para 69 740 GWh no cenário Ambição e 46 585 GWh no cenário Conservador até ao horizonte do estudo.

O impacto previsto no consumo final de eletricidade, em cada ano, está evidenciado na Figura 43.

FIGURA 43 – IMPACTO ACUMULADO PREVISTO DA PRODUÇÃO DE H₂ VERDE SOBRE O CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDADE



Face aos valores de consumo apresentados, o impacto da produção de H₂ no consumo final é bastante expressivo. Consoante os cenários, o impacto da produção de H₂ varia entre 20% e 33% em 2030 e entre 42% e 51% em 2040.

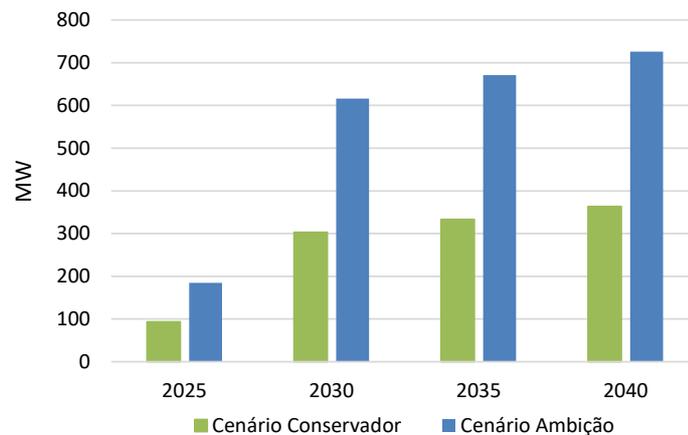
9. Outros Grandes Consumos

Da informação recolhida junto de promotores considerou-se necessário manter neste exercício de previsão o impacto previsto no consumo de eletricidade decorrente da entrada em exploração de outros grandes projetos, prevista para o período em análise.

Também nesta vertente os valores apresentados neste exercício de previsão serão revistos em futuros estudos mediante a disponibilização de mais informação relevante para esse efeito, nomeadamente em relação à caracterização, calendarização de projetos e informação detalhada sobre o abastecimento de eletricidade, se através da RESP ou de produção própria.

As projeções da evolução desta vertente apontam para uma capacidade instalada destes grandes projetos com ligação à RESP de 616 MW no cenário Ambição e 303 MW no cenário Conservador, em 2030, e de 726 MW no cenário Ambição e 363 MW no cenário Conservador em 2040. A capacidade instalada prevista para o cenário Conservador representa 50% da capacidade assumida para o cenário Ambição.

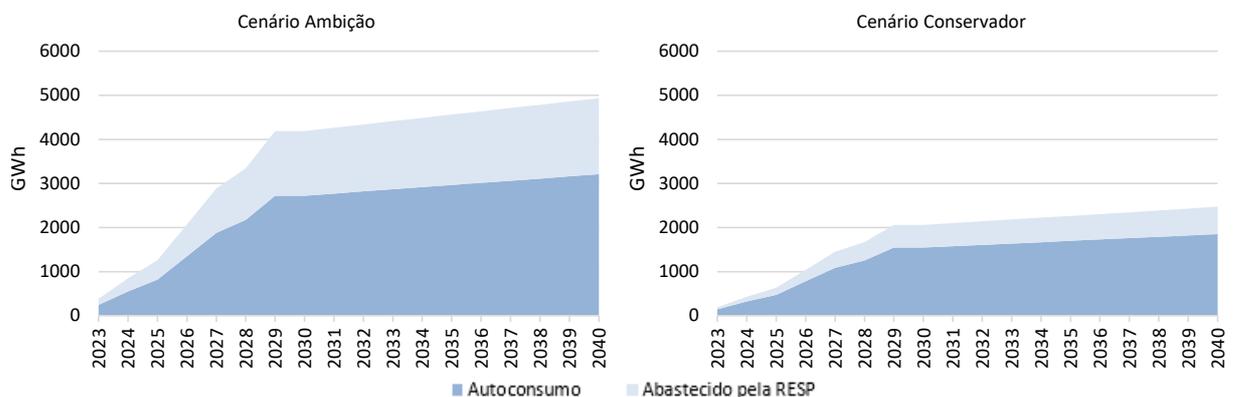
FIGURA 44 – CAPACIDADE INSTALADA DE OUTROS GRANDES CONSUMOS – CENÁRIOS DGEG



Apesar de toda a incerteza sobre a dimensão da produção de eletricidade dedicada para o abastecimento do consumo destas unidades, admitiu-se que a RESP iria abastecer 35% das necessidades de consumo de eletricidade no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador. Em exercícios de previsão futuros, e mediante a informação firme disponível, poder-se-á sentir a necessidade de rever estas percentagens em conformidade.

Para efeitos de cenarização foram igualmente considerados os perfis de utilização previstos, disponibilizados pelos promotores dos maiores projetos. Assim, dos pressupostos assumidos decorre o consumo de eletricidade previsto para os grandes projetos apresentado na Figura 45, para o período entre 2023 e 2040, discriminado entre autoconsumo e abastecido pela RESP.

FIGURA 45 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DOS OUTROS GRANDES CONSUMOS - CENÁRIOS DGEG

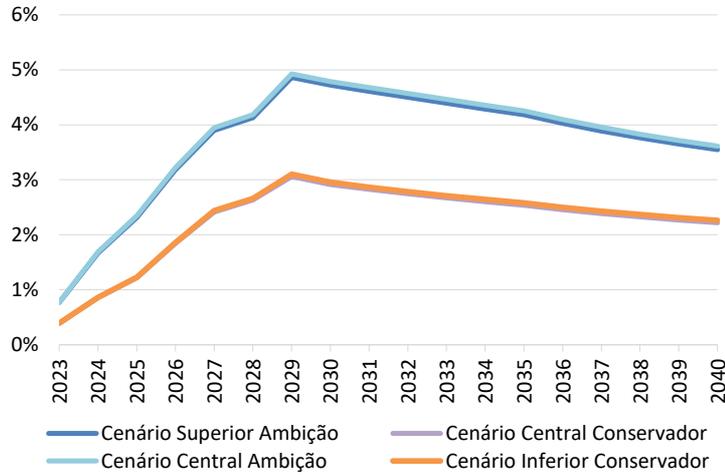


Da análise dos resultados obtidos evidencia-se até 2029 um crescimento significativo do consumo de eletricidade associado a estes projetos de investimento, traduzido numa trajetória exponencial, consequência da entrada em exploração prevista destes novos projetos eletrointensivos nesse período. De 2029 em diante o consumo continua a aumentar, mas a um ritmo mais moderado, sendo que entre 2029 e 2040 as previsões do consumo de eletricidade destas unidades apontam, ainda assim, para um crescimento de cerca de 18% no cenário Conservador e 20% no cenário Ambição.

Dependendo dos cenários, as previsões apontam para um consumo abastecido pela RESP por volta de 1 465 GWh e 515 GWh em 2030 e 1 730 GWh e 620 GWh em 2040.

O impacto previsto no consumo final de eletricidade, em cada ano, está evidenciado na Figura 46.

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



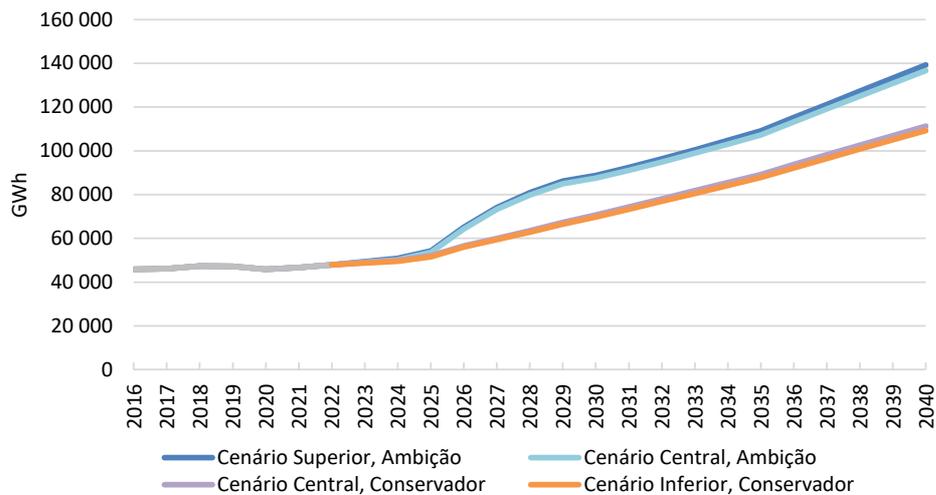
Dependendo dos cenários, no horizonte do estudo o impacto dos outros grandes consumos varia entre 2,9% e 4,8% em 2030 e entre 2,2% e 3,6% em 2040.

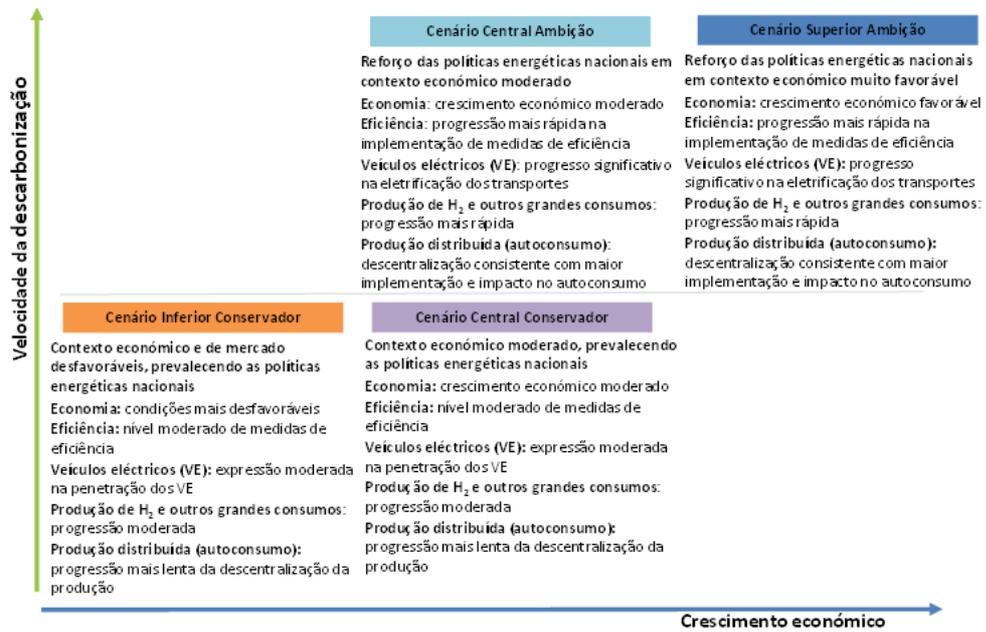
10. Previsão do Consumo Final de Eletricidade

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 ELETRICIDADE. PERÍODO 2023-2040



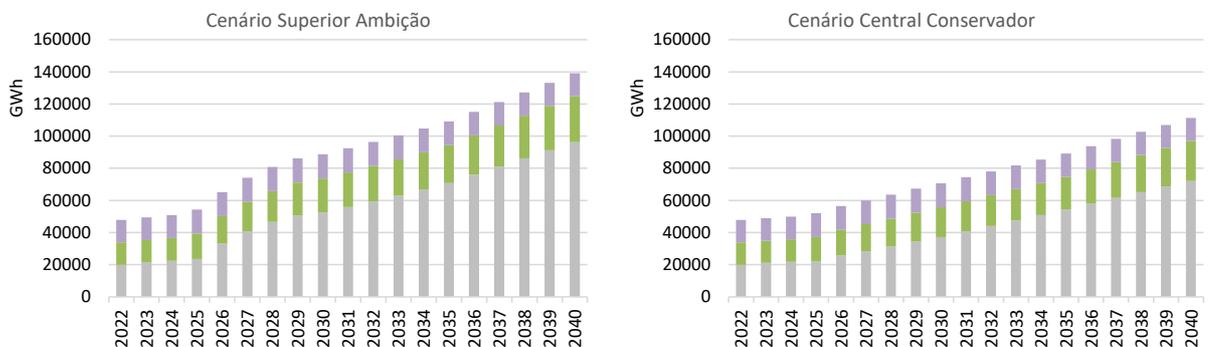


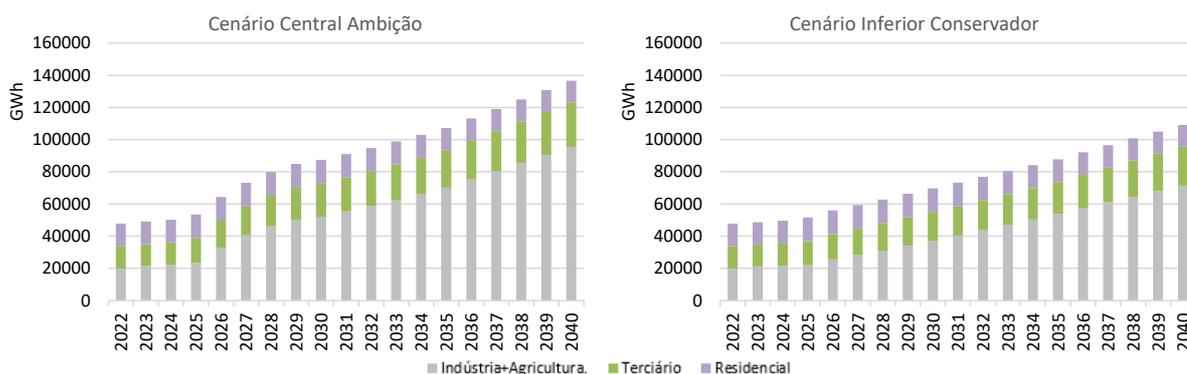
Importa referir que os níveis de consumo previstos a partir de 2025 apresentam uma ordem de grandeza que representa uma ruptura face aos valores históricos. Esta situação deve-se ao elevado consumo previsto dos eletrolisadores para produção de H₂ que já reflete as orientações assumidas na *draft* da revisão do PNEC, assente numa política industrial em torno do hidrogénio renovável sustentada no crescimento de novas fileiras industriais que irão consumir hidrogénio renovável como principal vetor energético.

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

A Figura 48 mostra a evolução anual prevista do consumo final de electricidade por setores. O consumo anual previsto dos veículos eléctricos e dos *datacenters* estão incluídos no setor Terciário, enquanto que o consumo dos eletrolisadores para produção de H₂ e outros grandes projetos industriais estão incluídos no setor da Indústria.

FIGURA 48 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDADE POR SETORES. PERÍODO 2023-2040





Pela análise dos resultados obtidos, conclui-se que o acréscimo de consumo resultante destas vertentes não é compensado pelas medidas de eficiência energética consideradas para estes setores.

Tal como expectável, as previsões para os cenários Ambição traduzem um crescimento médio anual do consumo final de eletricidade significativo, quer para o setor da Indústria, quer para o setor Terciário, com taxas superiores a 9% e 4% ao ano, respetivamente.

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

Períodos	Indústria+Agricultura	Terciário	Residencial	Total
Cenário Superior Ambição				
2023-2040	9,2%	4,4%	0,1%	6,3%
2023-2030	13,7%	6,2%	1,0%	8,7%
2030-2040	6,2%	3,1%	-0,5%	4,6%
Cenário Central Ambição				
2023-2040	9,2%	4,2%	-0,2%	6,2%
2023-2030	13,6%	6,0%	0,7%	8,6%
2030-2040	6,2%	3,0%	-0,8%	4,6%
Cenário Central Conservador				
2023-2040	7,5%	3,6%	0,1%	5,0%
2023-2030	8,4%	4,4%	0,9%	5,4%
2030-2040	6,8%	3,0%	-0,5%	4,6%
Cenário Inferior Conservador				
2023-2040	7,4%	3,4%	-0,2%	4,9%
2023-2030	8,3%	4,2%	0,7%	5,3%
2030-2040	6,8%	2,9%	-0,7%	4,6%

Ao contrário destes setores, o setor Residencial evidencia um decréscimo ao longo do período decorrente do efeito previsto das medidas de eficiência energética sobre o consumo deste setor.

11. Autoconsumo

Neste exercício de previsão, a evolução do autoconsumo anual é composta por duas vertentes:

- autoconsumo associado às grandes instalações: inclui as cogerações, *datacenters*, outros novos projetos industriais e outros.
- autoconsumo das unidades de pequena produção para autoconsumo (UPAC) e da micro/mini produção, incluídas na produção distribuída ou descentralizada. As unidades de pequena produção (UPP) entregam a totalidade da sua produção à rede pública

A nível europeu são vários os Estados-membros que têm apostado na produção descentralizada como forma de reduzir perdas nas redes, diminuir a dependência externa e atribuir ao consumidor um papel mais ativo. A implementação progressiva das redes inteligentes induz a uma maior flexibilidade na procura e permite que os consumidores assumam um papel cada vez mais atuante e relevante no mercado de eletricidade, com a possibilidade de optar pelo autoconsumo. Também a criação das comunidades energéticas, assentes no desenvolvimento tecnológico e na crescente digitalização irá, certamente, potenciar o crescimento do autoconsumo.

O Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro, estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade para autoconsumo, UPAC, a partir de recursos renováveis ou não renováveis, sem prejuízo do excedente de energia produzido poder ser injetado na rede, revogando o Decreto-Lei nº 162/2019 de 25 de outubro e transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001.

Este diploma estabelece, igualmente, o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, designadas por Unidades de Pequena Produção, revogando o Decreto-Lei nº 172/2006 de 23 de agosto na sua redação atual.

A nível europeu, a Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, destaca a crescente importância do autoconsumo de eletricidade renovável, consagrando a definição dos conceitos de autoconsumidores de energia renovável e de autoconsumidores de energia renovável que atuam coletivamente, bem como de comunidades de energia renovável. Esta diretiva prevê um quadro normativo que permite aos autoconsumidores de energia renovável produzir, consumir, armazenar, partilhar e vender eletricidade.

Neste sentido, reconhece-se o potencial da atividade de produção em autoconsumo, incentivada pela criação das comunidades energéticas, como forma de promover um maior conhecimento, especialmente pelos consumidores em baixa tensão, do respetivo perfil de consumo, induzindo comportamentos de eficiência energética e contribuindo ainda para a otimização dos recursos endógenos e para a criação de benefícios técnicos para a RESP, nomeadamente através da redução de perdas na mesma. Para além disso, a evolução tecnológica dos sistemas de armazenamento suportados em soluções descentralizadas poderá potenciar o crescimento do autoconsumo, em conjugação com o desenvolvimento das redes inteligentes.

Como aspeto prévio à apresentação dos cenários de evolução do autoconsumo, cabe ainda mencionar que nos estudos de monitorização da segurança de abastecimento é efetuado um Teste de Stress de adequação do sistema eletroprodutor para abastecimento dos consumos, na ocorrência do cenário da procura Superior Ambição, tendo por base o sistema eletroprodutor existente, deduzido das desclassificações previstas ao longo do tempo, considerando ainda a redução progressiva da capacidade instalada de cogeração não renovável (alinhado com a evolução definida para o cenário Ambição), e apenas acrescido dos novos centros produtores em construção ou que se prevê iniciem a construção até ao final de 2023. Em consequência assume-se uma hipótese de evolução da capacidade instalada da produção distribuída diferente dos outros cenários da oferta e, portanto, um cenário de evolução do autoconsumo distinto.

Assim, relativamente aos cenários de autoconsumo, em ambas as vertentes se assumem os cenários da DGEG apresentados no documento dos pressupostos, tendo por referencial a evolução prevista da potência instalada nos cenários de oferta Conservador, Ambição e Teste de Stress.

Grandes instalações

Os cenários referentes às potências instaladas em cogeração (renovável e não renovável – Gás Natural) estão de acordo com os pressupostos constantes no RMSA-E 2023 e elaborados pela DGEG.

Sobre estes cenários e, relativamente às entregas de eletricidade à rede elétrica e ao autoconsumo, são efetuadas duas análises relativamente ao número de horas de utilização das centrais à plena carga. Foi adicionalmente assumido que as instalações que utilizam derivados do petróleo (fuelóleo, gasóleo e outros) já foram totalmente desclassificadas.

Deste modo, os pressupostos assumidos para o cenário Conservador, Ambição e Teste de Stress, relativos às instalações de cogeração, são os seguintes:

- Cenário Conservador: no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica pelas centrais a gás foi assumida uma utilização de 3 400 hpc, valor este referente ao ano 2023 (perspetiva conservadora face à contínua tendência de redução das entregas à rede por esta tecnologia). Em relação ao autoconsumo destas centrais foi considerada a utilização média dos últimos 3 anos, que corresponde a um valor de 700 hpc. Para as centrais Renováveis, no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica foi assumida uma utilização de 4 800 hpc, considerando a média dos últimos 3 anos. Por fim, relativamente ao autoconsumo destas centrais foi assumido um valor de 1 500 hpc, para a mesma janela temporal.
- Cenário Ambição e Teste de Stress: no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica pelas centrais a gás foi assumida uma utilização ainda mais conservadora de 2 800 hpc, refletindo a utilização verificada nestas centrais até julho de 2023. Em relação ao autoconsumo destas centrais foi considerada uma utilização um pouco mais otimista correspondendo à média dos últimos 4 anos no valor de 750 hpc. Para as centrais Renováveis, no que refere às entregas de eletricidade à rede elétrica foi assumida uma utilização mais otimista correspondente à média dos últimos 3 anos no valor de 4 900 hpc. Por fim, relativamente ao autoconsumo destas centrais foi assumido o mesmo valor de 1 500 hpc.

Considera-se igualmente o autoconsumo previsto associado aos consumos de outros grandes projetos, que se prevê entrem em exploração no período em estudo.

Como indicado nos pressupostos da DGEG, a componente do consumo de eletricidade destas unidades abastecida pela RESP é de 35% no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador. Deste modo, o abastecimento através de produção própria será de 65% no cenário Ambição e de 75% no cenário Conservador. Para além disso, o consumo de eletricidade destas unidades é calculado com base nos perfis de utilização disponibilizados pelos principais promotores destes projetos.

Relativamente ao autoconsumo previsto para as grandes instalações não cogeração, a sua evolução é determinada com base na evolução prevista da capacidade instalada para os três cenários de oferta, partindo do valor estimado de autoconsumo para 2022.

Produção descentralizada

No que concerne à produção descentralizada, a metodologia para determinação do autoconsumo previsto tem por base as seguintes etapas:

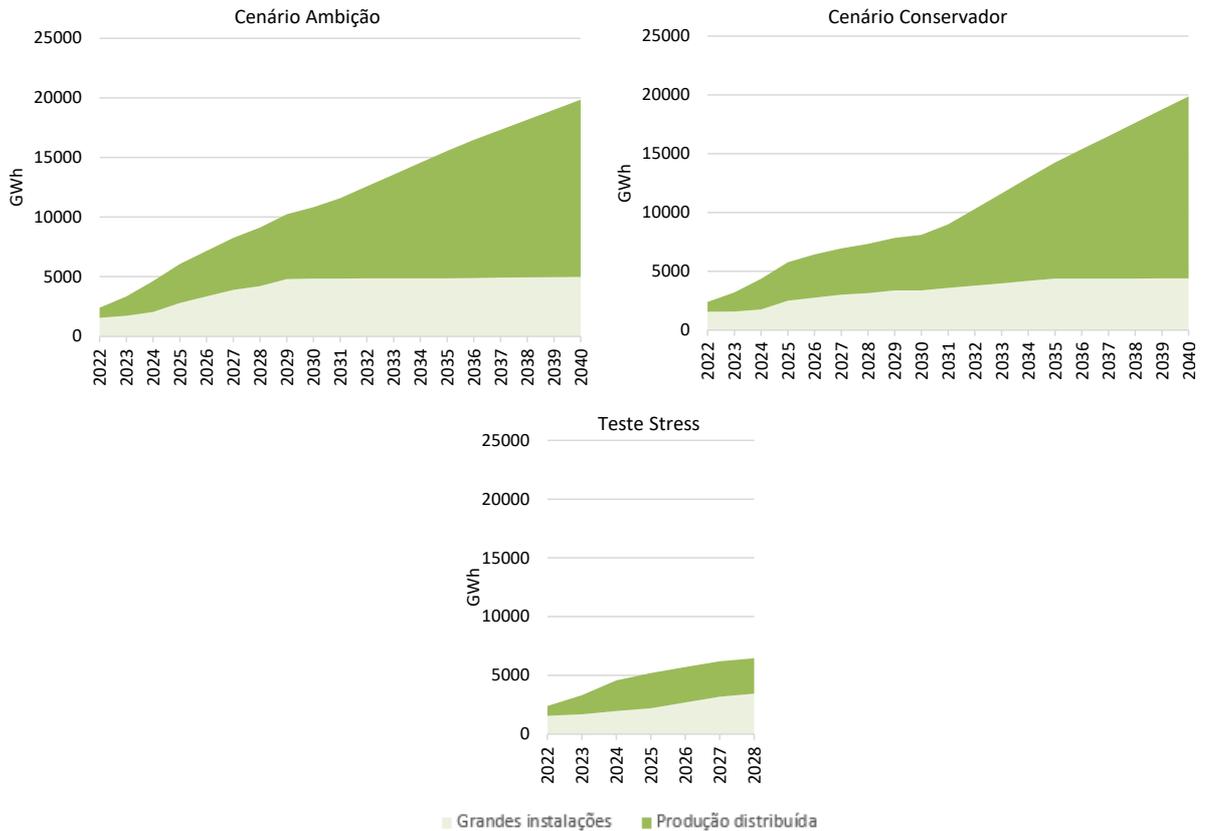
- desagregação da potência de ligação prevista por mini/microprodução, UPAC e UPP: mantém-se a potência de ligação da mini/microprodução igual ao valor estimado para 2022; a restante potência é repartida entre UPAC e UPP com base na relação de 2022;
- a evolução prevista da potência de ligação de unidades de produção distribuída que consta das tabelas dos cenários de oferta dos pressupostos da DGEG diz respeito apenas à potência com injeção à rede. Para aferir a evolução prevista de toda a capacidade destas unidades (com e sem injeção à rede) parte-se do valor de 2022 indicado nos pressupostos e aplica-se a tendência de evolução anual da capacidade das unidades com injeção à rede dos cenários da oferta;
- aferição da produção total para cada segmento: nas UPAC resulta da aplicação de um valor de referência de 1400 horas de utilização por ano; para a mini/microprodução e UPP resulta da aplicação do número de horas de utilização igual ao valor estimado para 2022. Esta distinção de metodologia resulta do facto de haver um número crescente de capacidade instalada em UPAC que iniciam a exploração no final do ano o que distorce o valor aferido do número de horas que resulta do quociente entre produção anual e potência instalada;
- cálculo do autoconsumo da mini/microprodução e das UPAC: com base em valores históricos, assume-se uma percentagem de entregas à rede de 98% no caso da mini/microprodução e de 13% no caso das UPAC. O diferencial face à produção total é contabilizado como autoconsumo.

Como preconizado no n.º 2 do artigo 83.º do Decreto Lei n.º 15/2022, parte desta energia poderá circular na RESP em determinadas condições: no caso de UPAC ligadas às redes de distribuição de energia eléctrica em BT, a IU e a UPAC não distem entre si mais de 2 km de distância geográfica ou, em alternativa, estejam ligadas ao mesmo posto de transformação; ou estejam ligadas na mesma subestação, no caso de UPAC ligadas à RND e à RNT, desde que não seja ultrapassada a distância geográfica entre as UPAC e as IU de 4 km no caso de ligação em MT, de 10 km nas ligações em AT e de 20 km nas ligações em MAT.

Por falta de informação adicional que permita a quantificação da energia de autoconsumo que circulará na RESP, cumpridas as disposições de proximidade, neste exercício de previsão não se considera essa possibilidade. Logo que essa informação previsional esteja disponível será tida em consideração em próximos exercícios de previsão da procura.

Resultados obtidos

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

FIGURA 49 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO - CENÁRIOS DGEG

Das suposições assumidas resulta que o valor do autoconsumo em ambos os cenários apresenta um forte crescimento decorrente das componentes da produção distribuída. Em 2030 o peso do autoconsumo das grandes instalações e da produção distribuída sobre o total é, no cenário Ambição, de 45% e 55%, respetivamente, evoluindo para 25% e 75% em 2040. No cenário Conservador os pesos variam, respetivamente, entre 42% e 58% em 2030 e 22% e 78% em 2040.

Prevê-se que o total de autoconsumo evolua de cerca de 2,4 TWh em 2022 para cerca de 10,8 TWh e 8,1 TWh em 2030 no cenário Ambição e cenário Conservador, respetivamente. Para 2040 prevê-se um montante de autoconsumo de cerca de 19,9 TWh em ambos os cenários, o que representa um crescimento de cerca de 733% face a 2022.

A amplitude entre os cenários Ambição e Conservador evolui de 2 720 GWh em 2030 para -25 GWh em 2040 devido à evolução prevista da potência instalada para o horizonte do estudo nas diferentes vertentes, nomeadamente da cogeração e da produção distribuída em que o cenário Ambição apresenta valores inferiores aos do cenário Conservador.

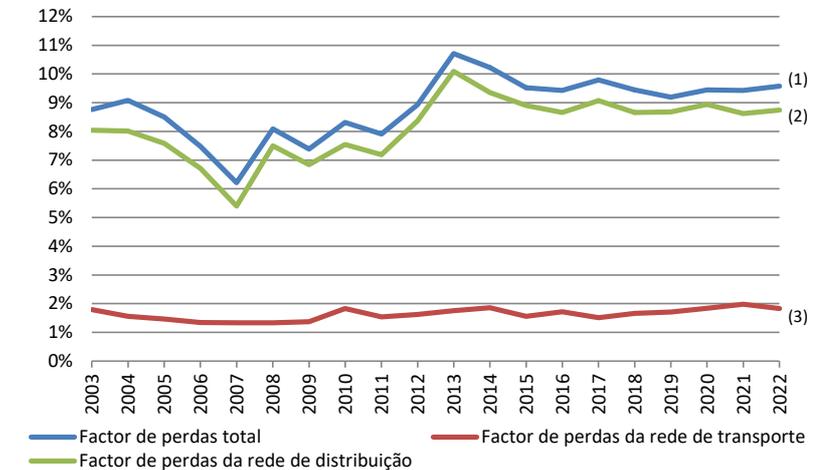
Importa ainda referir que relativamente a 2022 o valor previsto do autoconsumo para o horizonte do estudo cresce mais de oito vezes em ambos os cenários.

12. Fator de Perdas nas Redes

O fator de perdas indica a percentagem de energia emitida que não foi recebida pelos consumidores devido a perdas nas redes de transporte e distribuição. A Figura 50 mostra a evolução passada do fator

de perdas entre 2003 e 2022, total e individual das redes de transporte e de distribuição, calculado de acordo com as expressões indicadas.

FIGURA 50 – EVOLUÇÃO DO FATOR DE PERDAS TOTAL E INDIVIDUAL DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO EM PORTUGAL CONTINENTAL. PERÍODO 2003-2022



(1) Fator de perdas das redes total=1-(consumo final-autoconsumo)/consumo referido à produção líquida

(2) Fator de perdas da rede de distribuição=1-energia saída/energia entrada (exclui MAT)

(3) Fator de perdas da rede de transporte=1-energia saída/energia entrada

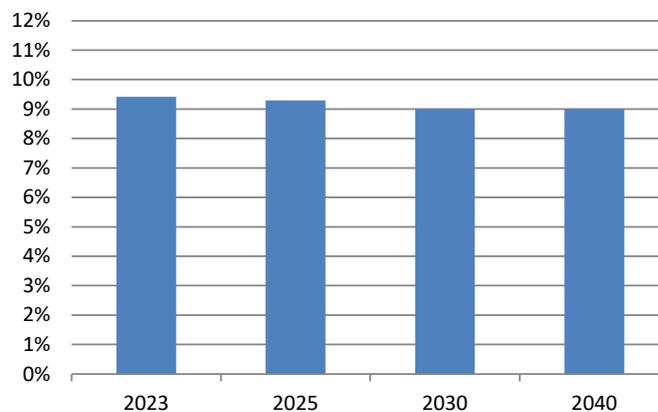
Fonte: DGEG, REN e E-Redes

Entre o ano de 2003 e o ano de 2007 a tendência de evolução do fator de perdas é claramente decrescente em oposição ao período 2007-2013, caracterizado por uma evolução crescente para níveis bastante elevados devido, principalmente, ao agravamento do fator de perdas da rede de distribuição. A partir de 2013 é novamente observável um pendor decrescente do fator de perdas total.

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

A Figura 51 apresenta a evolução anual prevista do fator de perdas total das redes.

FIGURA 51 – EVOLUÇÃO PREVISTA DO FATOR DE PERDAS TOTAL DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

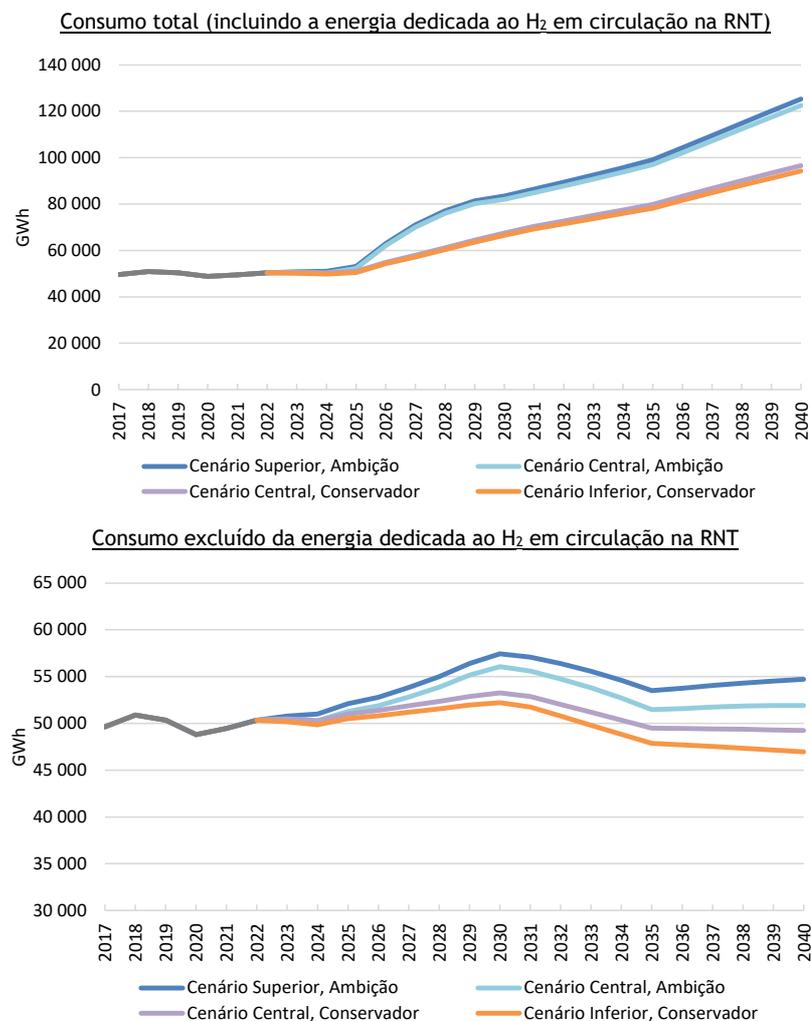


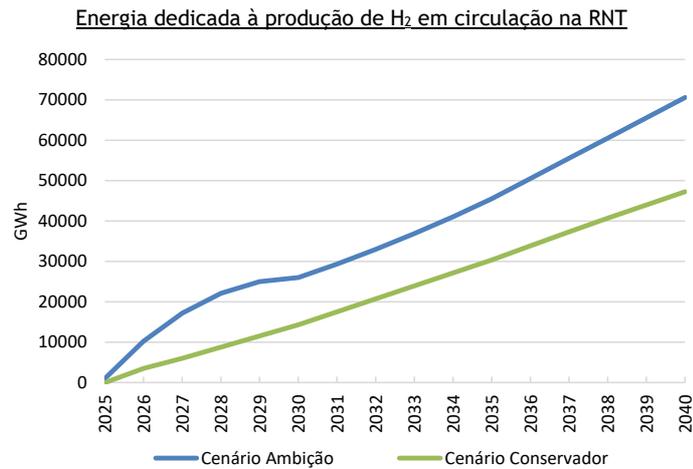
13. Previsão do Consumo de Eletricidade Referido à Produção Líquida

De acordo com a expressão (3), o consumo de eletricidade referido à produção líquida corresponde ao consumo final deduzido do autoconsumo e acrescido das perdas da rede. Em 2022, e com a retoma gradual da atividade económica, foi possível evidenciar alguma recuperação nos consumos de eletricidade, sendo que o consumo referido à produção líquida cresceu 1,8% em termos homólogos (+2,4% corrigido do efeito de temperatura e do efeito de calendário).

Relativamente às previsões, a trajetória de evolução do consumo referido à produção líquida, decorrente dos cenários de previsão do consumo final de eletricidade, da evolução do autoconsumo e do fator de perdas previsto é apresentada na Figura 52, para os cenários desenvolvidos. No primeiro gráfico é apresentado o consumo referido à produção líquida com a inclusão da energia dedicada à produção de H₂, no segundo é excluída a energia dedicada à produção de H₂ e no terceiro é ilustrada apenas a evolução da energia dedicada à produção de H₂.

FIGURA 52 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA. PERÍODO 2023-2040





Tal como acontece com o consumo final apresentado na secção 10, e analisando o gráfico com o consumo total referido à produção líquida, os níveis de consumo previstos a partir de 2025 apresentam uma ordem de grandeza que representa uma disrupção face aos valores históricos, situação que se deve ao elevado consumo previsto dos eletrolisadores para produção de H₂ e que já reflete as orientações assumidas no *draft* da revisão do PNEC.

Dos quatro cenários desenvolvidos o que apresenta um consumo mais baixo é o Inferior Conservador, contrastando com o Superior Ambição que apresenta o consumo mais elevado.

Optou-se por representar graficamente de forma autónoma o consumo referido à produção líquida excluído da energia dedicada à produção de H₂ pois é esse o consumo que irá servir de base aos estudos de simulação do sistema eletroprodutor no âmbito do RMSA-E2023.

Analisando esse gráfico, prevê-se que o consumo de energia elétrica referido à produção líquida, em 2030, seja de cerca de 57 TWh no cenário Superior Ambição, de 56 TWh no cenário Central Ambição, de 53 TWh no cenário Central Conservador e de 52 TWh no cenário Inferior Conservador, prevendo-se que, em 2040, possam ser alcançados valores de consumo que variam entre cerca de 55 TWh e cerca de 47 TWh, nos cenários Superior Ambição e Inferior Conservador, respetivamente.

Em 2030 o intervalo de variação entre os cenários que balizam as previsões situa-se em cerca de 5,2 TWh (cerca de 10% do consumo do cenário Central Conservador), enquanto no horizonte do estudo se situa em 7,8 TWh (cerca de 16% do consumo do cenário Central Conservador). Este diferencial aumenta ao longo do tempo, em resultado das diferentes trajetórias de crescimento económico que sustentam cada cenário e do nível de equilíbrio das taxas de crescimento do consumo de eletricidade dos diferentes sectores, bem como das perspectivas de evolução da eficiência energética, da eletrificação dos transportes, da capacidade instalada em eletrolisadores para produção não dedicada de H₂ verde e outros grandes projetos com ligação à RESP e da evolução do autoconsumo.

A partir de 2030 os cenários apresentam uma tendência de decréscimo que se fica a dever, essencialmente, à evolução mais relevante do autoconsumo por via do aumento da produção distribuída.

A Tabela 4 reflete as taxas médias de crescimento anual implícitas no consumo referido à produção líquida previsto, excluído da energia dedicada à produção de H₂ em circulação na RNT.

TABELA 4 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DO CONSUMO DE ELECTRICIDADE REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA, EXCLUÍDO DA ENERGIA DEDICADA AO H₂ EM CIRCULAÇÃO NA RNT. PERÍODO 2023-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2023-2040	0,4%	0,2%	-0,1%	-0,4%
2023-2030	1,8%	1,5%	0,8%	0,6%
2030-2040	-0,5%	-0,8%	-0,8%	-1,1%

Os cenários apresentados caracterizam-se por um crescimento médio anual de 0,4% no Cenário Superior Ambição, 0,2% no cenário Central Ambição, -0,1% no cenário Central Conservador e -0,4% no Cenário Inferior Conservador. Pelas razões expostas anteriormente, as taxas de crescimento previstas divergem entre cenários devido às diferentes conjugações de perspectivas de evolução das dimensões económica, social e tecnológica.

De salientar que no período 2023-2030, e principalmente nos cenários Ambição, as taxas de crescimento são mais elevadas devido ao consumo previsto associado aos grandes consumos e aos VE. No que respeita ao período 2030-2040, e para todos os cenários, as taxas de crescimento são inferiores às da década anterior devido ao elevado impacto da eficiência energética no consumo e aos níveis de autoconsumo decorrente do aumento muito significativo da produção distribuída.

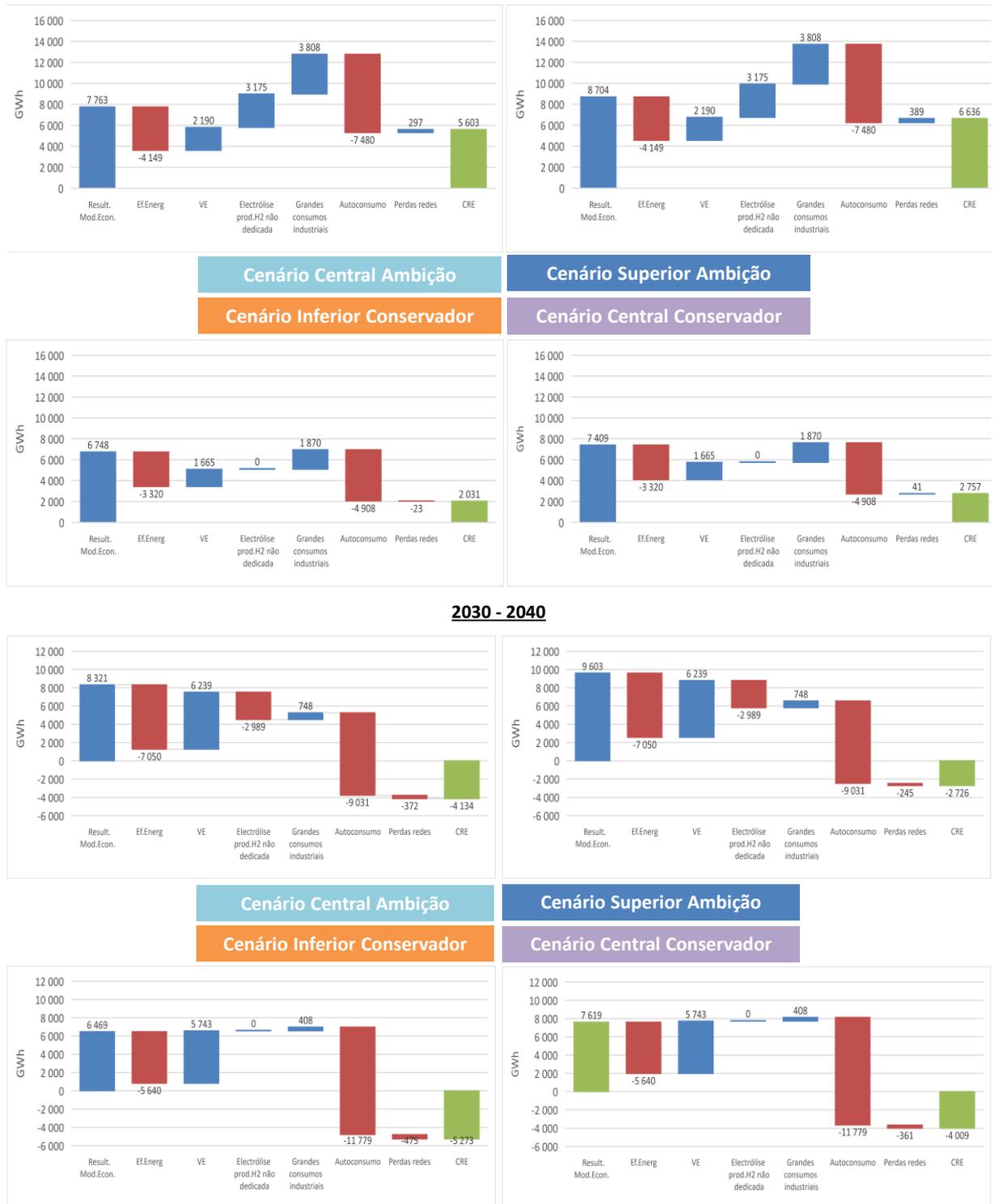
14. Síntese dos Resultados Obtidos

Nesta secção representa-se graficamente, para cada cenário, a contribuição dos distintos vetores para o consumo referido à produção líquida (CRE), excluída da energia dedicada ao H₂ em circulação na RNT, para os períodos 2023-2030 e 2030-2040.

As características específicas de cada cenário e, conseqüentemente, os diferentes pressupostos assumidos fundamentam a diferenciação entre os resultados obtidos. Este tipo de representação para além de facilitar a comparação entre cenários, sistematiza o conjunto de efeitos sobre o consumo das várias vertentes e permite analisar o peso relativo de cada um, bem como a sua maior ou menor relevância em cada cenário.

Para cada período assinalado, a primeira coluna diz respeito aos resultados dos modelos econométricos, na vertente do consumo final de electricidade, obtidos tendo por base os cenários macroeconómicos e as especificações dos modelos descritas anteriormente. As outras colunas mostram a dimensão do impacto de cada vetor no consumo de electricidade.

FIGURA 53 – EFEITO DOS DISTINTOS VETORES NA PREVISÃO DO COSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA, EXCLUÍDO DA ENERGIA DEDICADA À PRODUÇÃO DE H₂ EM CIRCULAÇÃO NA RNT – CONTRIBUTOS EM CADA PERÍODO 2023 - 2030

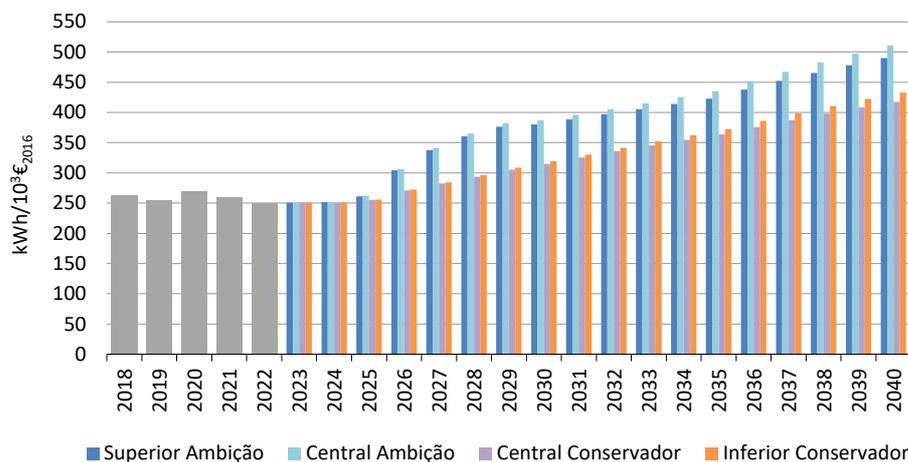


No período 2023-2030 destaca-se o consumo previsto dos grandes consumos, bem como do autoconsumo e da eficiência, embora em sentidos opostos. Entre 2030 e 2040 destaque para o impacto bastante expressivo do autoconsumo com níveis claramente superiores ao período anterior. O impacto da eficiência energética também aumenta face ao período anterior em ambos os cenários, o mesmo acontecendo com o consumo dos veículos elétricos. O impacto material das vertentes que contribuem para a redução do consumo tem um peso superior em todos os cenários, induzindo ao decréscimo do consumo nesta década.

Relativamente aos indicadores económico-energéticos apresentados a seguir, afigura-se importante evidenciar que estão referidos à procura total de eletricidade, que equivale ao consumo referido à produção líquida total, incluindo, portanto, a energia dedicada à produção de H₂ em circulação na RNT, acrescido do autoconsumo.

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

FIGURA 54 – EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2023-2040



Da sua análise conclui-se que após um período de alguma estabilização, este indicador cresce a partir de 2025 em ambos os cenários, embora de forma mais intensa no cenário Ambição, devido ao consumo de eletricidade adicional decorrente do desenvolvimento dos projetos de produção de H₂ implícitos.

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

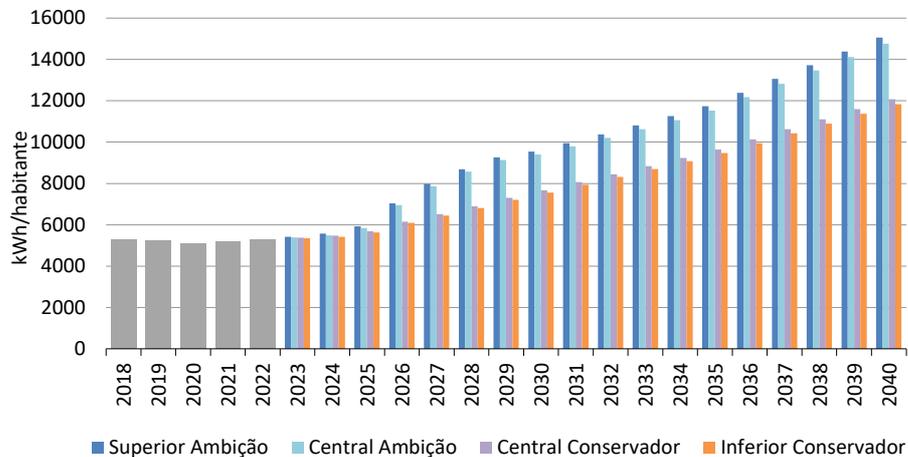
TABELA 5 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA INTENSIDADE DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE NO PIB. PERÍODO 2023-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2023-2040	4,0%	4,3%	3,1%	3,3%
2023-2030	6,2%	6,4%	3,3%	3,5%
2030-2040	2,6%	2,8%	2,9%	3,1%

Entre 2030 e 2040 a taxa média de crescimento anual deste indicador em todos os cenários é inferior à do período anterior, com um diferencial mais acentuado no cenário Ambição.

Relativamente à procura total de eletricidade per capita, as previsões obtidas resultam na evolução anual deste indicador apresentada na Figura 55.

FIGURA 55 – EVOLUÇÃO ANUAL PREVISTA DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE PER CAPITA. PERÍODO 2023-2040



Verifica-se igualmente que a procura de eletricidade per capita está a crescer em todos os cenários desenvolvidos, em particular no cenário Ambição, como será expectável face aos diferentes pressupostos assumidos.

A Tabela 6 mostra as taxas médias de crescimento anual implícitas na procura total de eletricidade per capita, resultante das previsões obtidas.

TABELA 6 – TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO ANUAL PREVISTAS DA PROCURA TOTAL DE ELETRICIDADE PER CAPITA. PERÍODO 2023-2040

Períodos	Cenário Superior Ambição	Cenário Central Ambição	Cenário Central Conservador	Cenário Inferior Conservador
2023-2040	6,2%	6,1%	4,9%	4,8%
2023-2030	8,4%	8,3%	5,2%	5,1%
2030-2040	4,7%	4,6%	4,6%	4,6%

Para o período em análise as taxas apontam para um ritmo de crescimento superior ao verificado no último quinquénio (0,3% ao ano, em média).

15. Comparação com Previsões de Estudos Anteriores

Nas figuras seguintes comparam-se os resultados obtidos neste exercício de previsão face aos resultados do exercício anterior que serviram de base ao RMSA-E22, no que respeita ao consumo referido à produção líquida, consumo dos VE, poupanças decorrentes da eficiência energética, consumo dos grandes projetos, consumo de eletricidade de eletrolisadores para produção de H₂, autoconsumo e cenários de evolução do PIB.

FIGURA 56 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA. RMSA-E23 vs RMSA-E22



Comparativamente, os valores de consumo de electricidade agora apresentados são inferiores aos do ano anterior em todos os cenários, mas com um maior diferencial nos cenários Ambição, principalmente a partir de 2030.

A partir de 2034 todos os cenários estão abaixo da envolvente dos cenários do RMSA-E22. No horizonte do estudo o cenário Superior Ambição está abaixo da envolvente com uma variação de -17% e o cenário Inferior Conservador com uma variação de -15%, sendo que o valor do consumo no cenário Superior Ambição é praticamente igual ao do cenário Inferior Conservador do RMSA-E22.

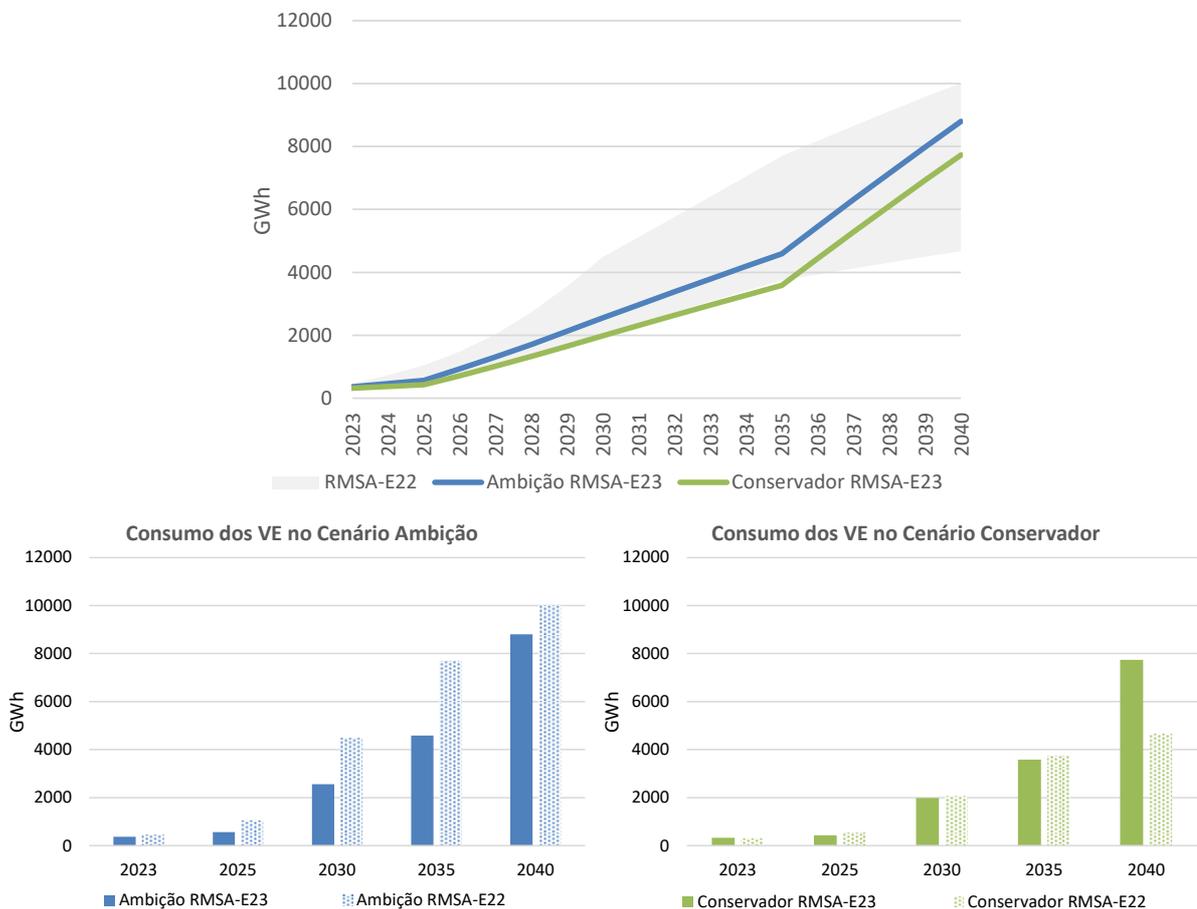
Esta situação fica a dever-se, essencialmente, à evolução mais relevante do autoconsumo por via do aumento da produção distribuída, vertente com impacto no sentido da redução do consumo referido à produção líquida, ao menor impacto da mobilidade elétrica no consumo de eletricidade e ao facto da produção não dedicada ser bastante inferior à do RMSA-E22 (que variava entre 35% no cenário Ambição e 25% no cenário Conservador).

No entanto, e como já referido, há vários fatores económicos e tecnológicos que contribuem para a diferenciação dos cenários que se destacam a seguir.

Veículos Elétricos

Um desses fatores tem a ver com a mobilidade elétrica e a penetração dos VE. Pela observação da Figura 57 conclui-se que no cenário Ambição o consumo previsto dos VE é inferior em relação ao RMSA-E22 nos estádios representados. Já no que respeita ao cenário Conservador, o consumo final é superior ao do RMSA-E22 a partir de 2035.

FIGURA 57 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO FINAL DE ELETRICIDADE DOS VE. RMSA-E23 vs RMSA-E22

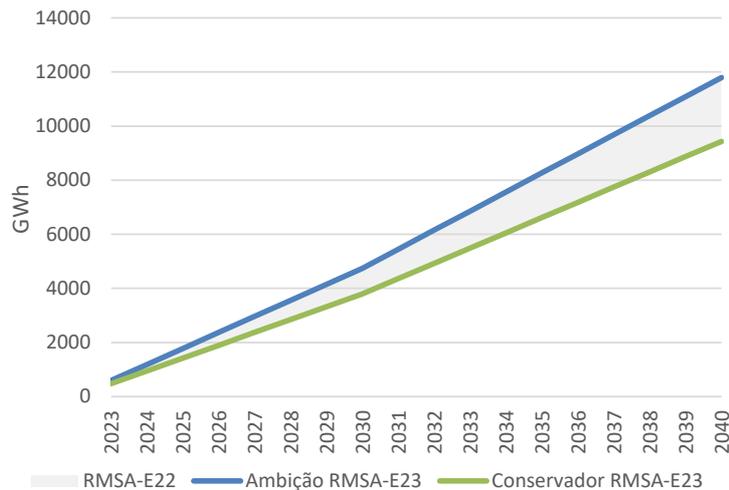


Em relação aos cenários do ano passado, o cenário Ambição é inferior em cerca de 43% em 2030 e 12% em 2040, enquanto que o cenário Conservador é inferior em 4% em 2030 e superior em 66% em 2040. Estes ajustamentos no consumo previsto dos veículos elétricos devem-se sobretudo às vertentes dos ligeiros de passageiros e ligeiros de mercadorias que apresentam evoluções distintas face ao considerado no exercício de previsão anterior.

Eficiência Energética

Relativamente a este fator, mantiveram-se os dois cenários de evolução das poupanças de eletricidade decorrentes da implementação de novas medidas de eficiência energética, como demonstrado na figura seguinte. Como já referido, inclui-se o impacto de medidas de eficiência a implementar no âmbito da renovação energética do edificado existente nos setores Residencial e dos Serviços constante da ELPRE.

FIGURA 58 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DAS POUPANÇAS DE ELETRICIDADE ACUMULADAS. RMSA-E23 vs RMSA-E22



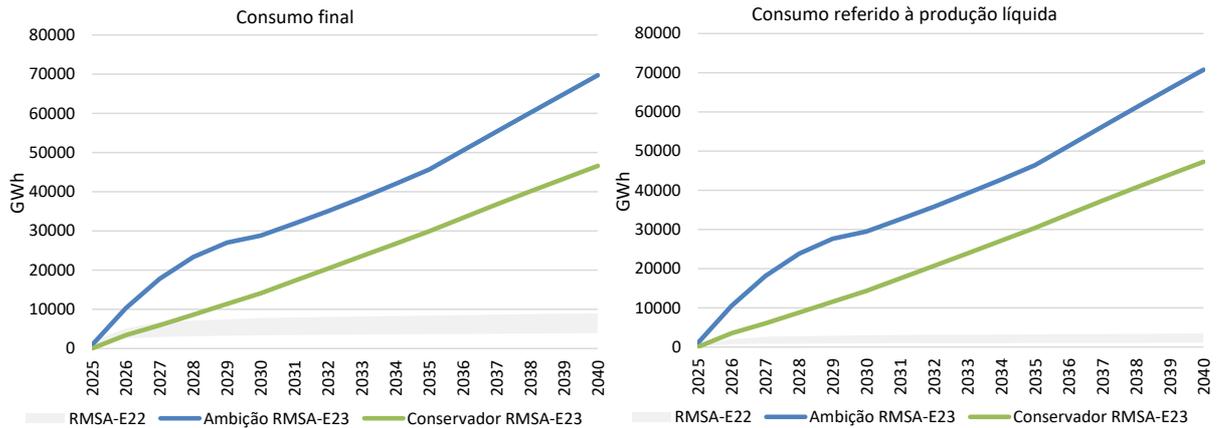
Produção de Hidrogénio

No RMSA-E22 a abordagem em relação a esta vertente assenta no abastecimento do consumo total das unidades de produção de H₂ repartido entre RESP e produção própria (autoconsumo), em conformidade com os pressupostos da DGEG. No exercício atual de previsão considera-se que o consumo de eletricidade dos eletrolisadores é abastecido na sua quase totalidade por produção dedicada, embora esta não possa ser considerada autoconsumo, pois está previsto que circule na RNT uma vez que os locais de consumo não estarão fisicamente próximos dos locais de produção.

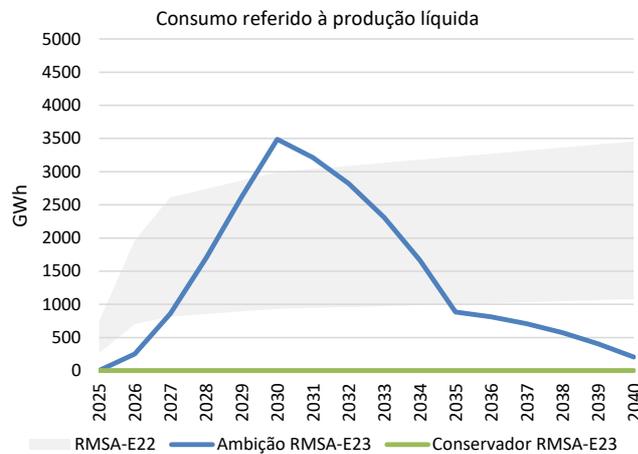
As figuras seguintes permitem analisar as diferenças obtidas para o consumo final e para o consumo referido à produção líquida com e sem a produção dedicada para o H₂. De realçar que a Figura 56 tem implícito apenas o consumo de eletricidade associado à produção de H₂ abastecido através de produção não dedicada pelo que o gráfico consistente com essa abordagem é o terceiro gráfico seguinte.

FIGURA 59 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO DE ELETRICIDADE DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO DE H₂. RMSA-E23 vs RMSA-E22

Consumo com produção dedicada e não dedicada para H₂



Consumo só com produção não dedicada para H2

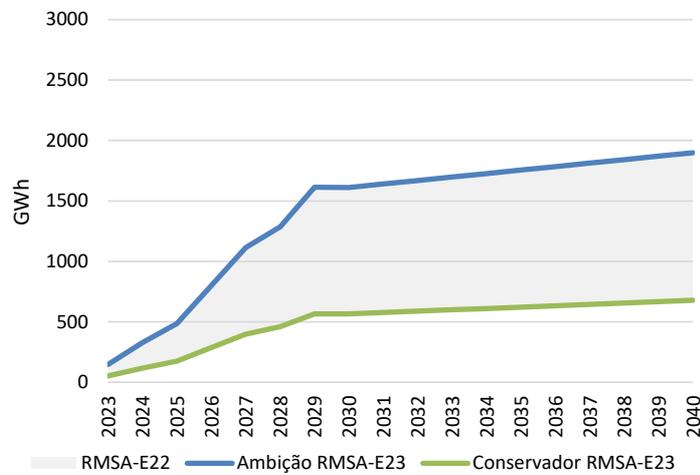


Os níveis de consumo de eletricidade para produção de H₂ constantes do atual exercício de previsão são muito superiores aos do RMSA-22, mas analisando apenas o efeito da produção não dedicada para produção de H₂ conclui-se que o impacto nos cenários do ano passado era superior. O cenário Conservador atual não tem produção não dedicada a abastecer os eletrolisadores e no cenário Ambição os valores são sempre inferiores com exceção dos anos de 2030 e 2031.

Outros grandes consumos

Relativamente a este fator, mantiveram-se os dois cenários de evolução, como demonstrado na figura seguinte.

FIGURA 60 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA DOS OUTROS GRANDES CONSUMOS. RMSA-E23 vs RMSA-E22

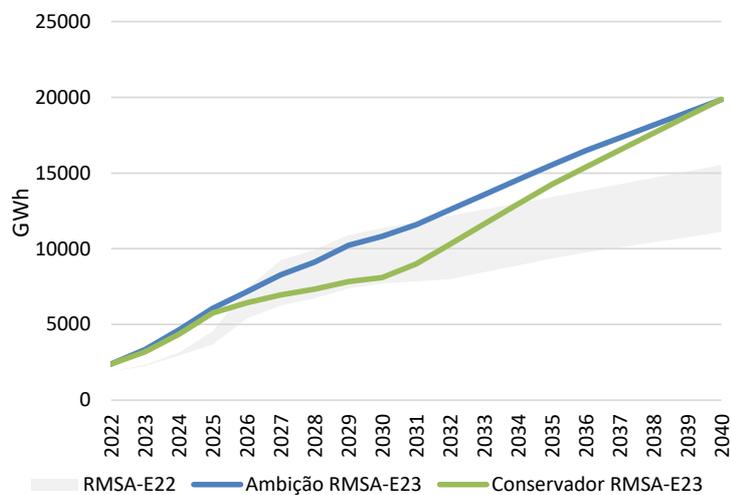


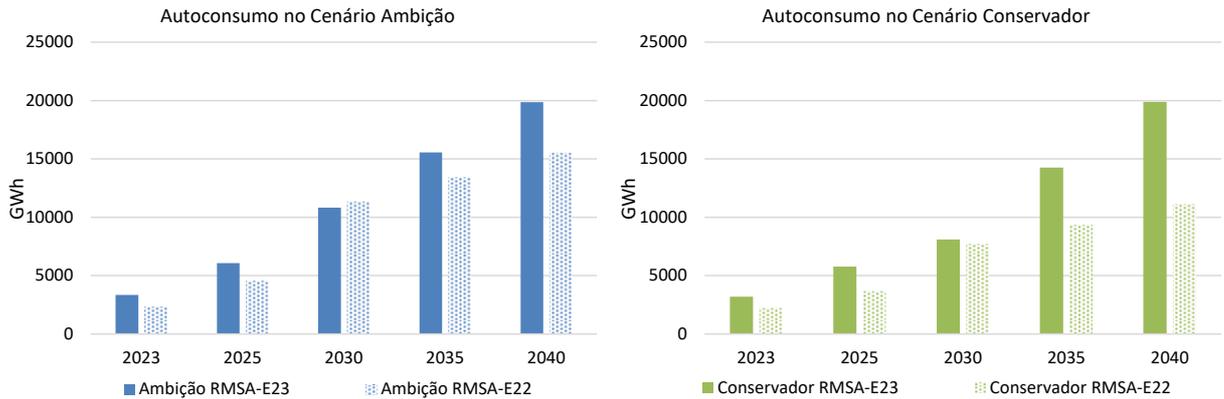
Autoconsumo

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

Na Figura 61 compara-se a evolução prevista do autoconsumo.

FIGURA 61 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO PREVISTA DO AUTOCONSUMO. RMSA-E23 vs RMSA-E22





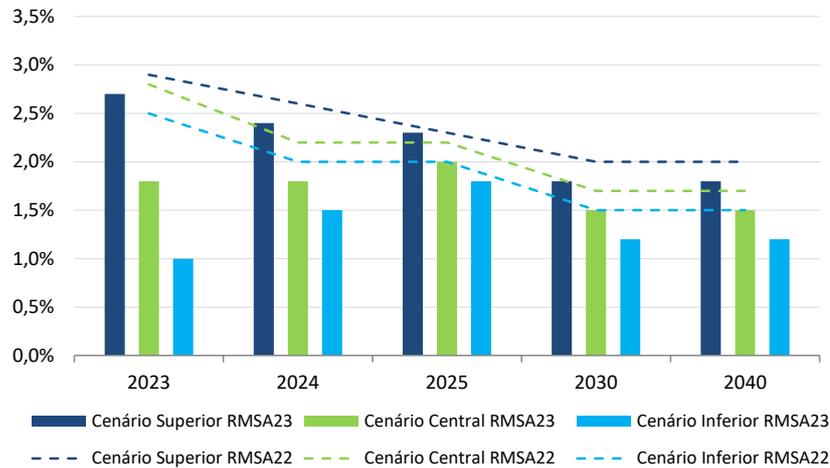
Não esquecer que na determinação do consumo referido à produção líquida o autoconsumo é deduzido ao consumo final (ver equação(3)), uma vez que, pelas suas características, é um consumo abastecido através de redes privadas.

Pelos resultados obtidos conclui-se que no RMSA-E23 o impacto do autoconsumo a partir de 2030 é muito superior em ambos os cenários. No horizonte do estudo o autoconsumo é superior em cerca de 28% no cenário Ambição e 79% no cenário Conservador.

Evolução do PIB

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

FIGURA 62 – CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DO PIB. RMSA-E23 vs RMSA-E22



Pelas razões já apresentadas, as previsões do PIB para os próximos três anos assentam em níveis com uma ordem de grandeza diferente dos cenários anteriores. Após 2025 há uma convergência para valores muito próximos, embora os cenários atuais sejam inferiores aos do RMSA-E22.

Anexo 10.2

Apoio à Decisão Multicritério/Custo-Benefício

APOIO À DECISÃO MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO

1. Enquadramento

1.1. Metodologias multicritério

A atividade de apoio à decisão visa suportar a obtenção de elementos para responder às questões dos *stakeholders*, no âmbito de um processo de decisão¹. As metodologias de apoio à decisão multicritério são utilizadas no planeamento de sistemas elétricos de energia, suportando agentes de decisão na resolução de problemas de expansão do sistema eletroprodutor, de desenvolvimento das redes de transporte e de distribuição de eletricidade, de gestão da procura (*demand side response*), entre outros.

Uma decisão incorpora o processo de comparação de diferentes pontos de vista (uns a favor e outros contra uma determinada opção), os quais podem ser materializados através de critérios. Se durante muitos anos a tomada de decisão poderia estar focada num único objetivo (i.e. financeiro), nas últimas décadas — com a assunção da necessidade de mitigar impactos ambientais com origens antropogénicas e promover o bem-estar social — os problemas de decisão passaram a incluir múltiplos objetivos. Esta metodologia é normalmente designada por Apoio à Decisão Multicritério, sendo caracterizada pelos seguintes princípios básicos: um número finito ou infinito de alternativas; pelo menos dois critérios; pelo menos um agente de decisão^{2, 3}.

A área científica do apoio à decisão é rica em classificações distintas para os problemas a analisar. Neste documento será seguida a taxonomia apresentada por Hwang e Masud⁴, Clímaco⁵, e Matos⁶, para a classificação dos problemas de decisão. Os referidos autores defendem que os problemas de apoio à decisão multicritério sejam divididos em duas categorias:

- ✓ Problemas multiatributo;
- ✓ Problemas multiobjetivo.

Os problemas **multiatributo** normalmente **abordam um número predefinido de alternativas, as quais são aferidas através de atributos. A decisão final**, neste tipo de problema, **é tomada pela via da comparação dos valores dos atributos, das diferentes alternativas.**

¹ Roy, B. Multicriteria Methodology for Decision Aiding, Nonconvex optimization and its applications, 1996

² Figueira, J., Greco, S., Ehrgott, M., Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys, 2005

³ Catrinu, M., Decision Aid for Planning Local Energy Systems - Application of Multi-criteria Decision Analysis, Norwegian University of Science and Technology, 2006

⁴ Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979

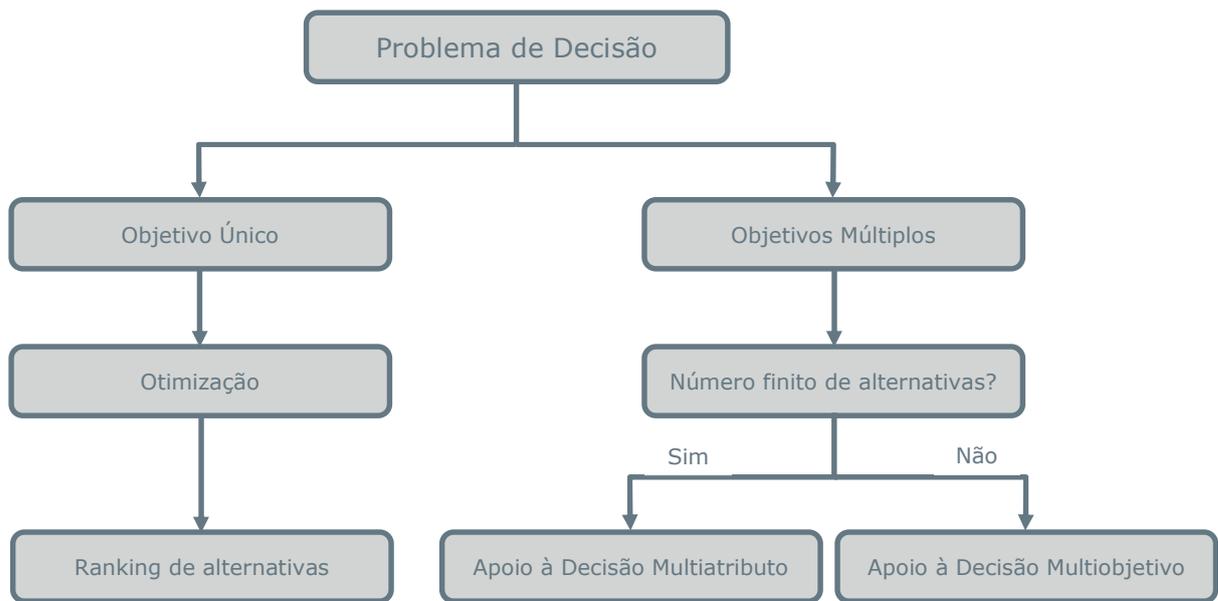
⁵ Clímaco, J. Programação Matemática com Objetivos Múltiplos, Dissertação de Doutoramento, 1981

⁶ Matos, M.A., Ajuda à Decisão Multicritério - Novas Contribuições, 1981

No que diz respeito aos problemas **multiobjetivo**, a metodologia de apoio à decisão ambiciona **identificar a “melhor” alternativa**, considerando, para o efeito, mais do que uma função objetivo e um conjunto de restrições⁷.

A figura que se segue, resume a classificação de metodologias de apoio à decisão multicritério.

Classificação de metodologias de apoio à decisão



Convirá, nesta secção introdutória, elaborar brevemente sobre conceitos base para o apoio à decisão, tal como se segue^{8,9,10}:

- ✓ Alternativa dominada: uma solução é dominada se e apenas se existir outra alternativa que seja melhor em pelo menos um critério/atributo, e que não seja pior nos restantes critérios/atributos;
- ✓ Alternativa eficiente (ou não dominada): uma solução é eficiente se e apenas se não for dominada por outra alternativa.

⁷ Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979

⁸ Chankong, V.; Haimes, Y., Multiobjective Decision Making - Theory and Methodology, 2008

⁹ Matos, M.A., Multicriteria Decision-Aid, basic concepts and definitions, 2010

¹⁰ Mousseau, V., Elicitation des préférences pour l'aide multicritère à la décision, Mémoire présenté en vue de l'obtention de l'Habilitation à Diriger des Recherches, 2003

1.2. Análise custo-benefício

Em setembro de 2018, a Comissão Europeia aprovou a segunda metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB), proposta pela ENTSO-E¹¹. Este tipo de metodologia permite realizar uma avaliação homogénea de projetos de investimento em redes de transporte de energia elétrica, através da consideração de custos e benefícios para a sociedade. A metodologia multicritério/custo-benefício da ENTSO-E é utilizada no contexto do “Ten-Year Network Development Plan” (TYNDP), sendo um instrumento relevante no processo de seleção de Projetos de Interesse Comum (PIC), no espaço da União Europeia (UE).

Todos os projetos candidatos — no âmbito do TYNDP — são alvo de análise custo-benefício, de forma a garantir que os investimentos selecionados são os que geram mais valor para a sociedade.

Não obstante a metodologia da ENTSO-E se designar habitualmente por análise custo-benefício (CBA), **na verdade a abordagem proposta (e aprovada pela Comissão Europeia) trata-se de um modelo que combina as filosofias multicritério e custo-benefício**. Deve ser esclarecido que uma análise custo-benefício apenas aborda o projeto de investimento na perspetiva de um único critério, pelo que se torna uma avaliação pouco apropriada para processos de decisão *multi-stakeholder*¹². Com efeito, as metodologias multicritério oferecem um espectro de atributos mais alargado, na perspetiva de mais do que um *stakeholder*. Por conseguinte, **a filosofia multicritério personifica uma metodologia mais ampla de apoio à decisão de planos de investimento em redes energéticas**.

De acordo com a ENTSO-E¹³, **uma CBA pura não cumpre com todos os critérios da UE para a avaliação de projetos de infraestruturas energéticas**, uma vez que muitos benefícios são difíceis de monetizar. Para além do exposto, a Comissão Europeia¹⁴ considera que, contrastando com a análise custo-benefício, a metodologia multicritério é uma ferramenta a utilizar quando há um conjunto de atributos que não podem ser valorizados através da abordagem preconizada pela CBA.

Atendendo ao elaborado neste capítulo, a **REN desenvolveu para o PDIRT uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício**, sintonizada com as boas práticas internacionais (CE e ENTSO-E) e incorporando sugestões recebidas durante o processo de consulta pública dos PDIRT anteriores. Esta metodologia oferece, ao agente de decisão, um amplo espectro de atributos, muitos deles monetizados.

¹¹ Esta nova metodologia substitui a anterior que tinha sido aprovada pela Comissão Europeia em setembro de 2015.

¹² European Parliament and the Council, Regulation (EU) No 347/2013, 2013

¹³ [2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, FINAL – Approved by the European Commission, 27 September 2018](#)

¹⁴ European Commission, EC Guide to Cost Benefit Analysis, 2008

2. Metodologia de apoio à decisão para o PDIRT

2.1. Contexto do problema de decisão

O PDIRT materializa um exercício de planeamento da RNT, no sentido de concretizar um conjunto de objetivos estratégicos, em particular o de assegurar o estrito cumprimento do contrato de concessão da RNT, quer por via da Remodelação e Modernização seletiva de Ativos em fim de vida útil e de projetos pontuais para a segurança interna da RNT, quer por via dos compromissos já acordados com o Operador da Rede de Distribuição (ORD) relativamente ao reforço de alimentação à Rede Nacional de Distribuição (RND). Neste exercício, os projetos decorrentes destes objetivos estratégicos assumem um carácter crítico para que o Operador da Rede de Transporte (ORT) possa continuar a garantir a segurança e a operacionalidade das instalações da RNT. Nesta proposta de PDIRT, estes projetos estão agrupados no âmbito dos Projetos Base.

O PDIRT agrupa ainda um conjunto de Projetos Complementares, subordinados a necessidades que se encontram condicionadas a fatores externos e visam dar resposta a objetivos estratégicos de política energética, competitividade, gestão do SEN em ambiente de mercado e sustentabilidade.

Num processo envolvendo a participação ativa das diversas partes interessadas, designadamente a DGEG, ERSE e outros *stakeholders*, o processo prevê a decisão final sobre o PDIRT por parte do membro do Governo responsável pela área da Energia, após a sua discussão na Assembleia da República.

2.2. Arquitetura da metodologia multicritério/custo-benefício

ABORDAGEM METODOLÓGICA

Após ter sido feito um enquadramento às metodologias multicritério e custo-benefício, nesta secção é apresentada a arquitetura da abordagem de apoio à decisão adotada para o PDIRT.

Esta abordagem visa integrar as boas práticas internacionais para projetos de investimento em redes energéticas, mas pretende sobretudo dar resposta aos desafios lançados pelos *stakeholders* durante a discussão dos Planos anteriores. Isto é, **foi feito o exercício de utilizar a CBA da ENTSO-E**, sempre que aplicável, e **desenvolver uma metodologia multicritério/custo-benefício (especificamente, multiatributo)** para avaliar os restantes projetos de investimento.

Desta forma, a REN pretende adaptar a metodologia multicritério/custo-benefício da ENTSO-E à realidade nacional e ao contexto do planeamento da RNT.

Apesar de não existir um guião formal para construir uma metodologia multicritério/custo-benefício, é possível identificar uma estrutura base para este tipo de abordagem:

- ✓ Um conjunto de **alternativas** e **variáveis de decisão**;
- ✓ Um conjunto de **critérios** ou **indutores de investimento**;
- ✓ Um conjunto de **atributos**.

O exercício de definir um problema de decisão requer uma compreensão holística do significado, estrutura e propriedades das alternativas e dos atributos. As **alternativas** são opções, planos ou estratégias que representam possíveis soluções para o problema. Ou seja, a identificação das alternativas reproduz um conjunto de potenciais hipóteses para o planeamento da RNT.

Uma **alternativa é qualificada como potencial quando a sua implementação é considerada exequível**¹⁵. Como tal, atendendo à natureza do planeamento do desenvolvimento da RNT, o espaço de alternativas potenciais reduz-se a um conjunto limitado de opções exequíveis. Na verdade, para um conjunto de projetos do PDIRT, a metodologia seguida **consiste na otimização (técnico-económica)**, em vez da comparação dos atributos de diferentes alternativas.

De referir também que, atendendo à estrutura malhada das redes de transporte de energia elétrica (diferentemente das redes de distribuição, com componente radial muito elevada), parte das soluções apresentadas, quer para os projetos base, quer para os projetos complementares, são multiobjetivo, procurando dar resposta, de forma conjugada e otimizada, a diferentes necessidades.

ALTERNATIVAS E VARIÁVEIS DE DECISÃO

A presente metodologia multicritério/custo-benefício apresenta, ao agente de decisão, quando aplicável, alternativas para o planeamento da RNT, sempre que o problema de decisão possibilite identificar mais do que uma opção para o investimento da rede. Concomitantemente, determinados projetos inscritos no PDIRT não oferecem, ao ORT, flexibilidade para construir alternativas de planeamento. Com efeito, esses projetos são classificados como problemas de otimização, materializando uma única opção para o desenvolvimento da rede, rejeitando *ab initio* a alternativa “zero” (que corresponde a “não fazer”), o que neste caso assumiria o estatuto de um incumprimento formal de um ato de planeamento a que o operador está obrigado, ao abrigo do quadro regulamentar em vigor e do próprio contrato de concessão.

Assim, sempre que possível, a metodologia de apoio à decisão MCB constrói alternativas de planeamento, através da consideração de variáveis de decisão.

¹⁵ Roy, B. Multiple Criteria Decision Analysis: State Of The Art Surveys, Chp 1 - Paradigms and Challenges, 2005

BLOCOS DE INVESTIMENTO E ATRIBUTOS

Os projetos deste Plano serão avaliados, quer ao nível dos Projetos Base, quer ao nível dos Projetos Complementares, através do cálculo de um conjunto de atributos que permitem evidenciar os diferentes impactos destes projetos. Atendendo a que os vários projetos podem contemplar diferentes objetivos, cada um destes grupos de projetos contempla vários atributos. No caso dos Projetos Complementares, os projetos encontram-se agrupados por indutores de investimento, os quais também consideram diferentes atributos consoante o objetivo para que concorrem. Esta abordagem materializa, por conseguinte, uma análise multiatributo, a qual consiste num dos tipos de problemas multicritério. Os atributos são uma forma de medir os custos e benefícios de um projeto ou bloco de projetos de investimento. Os atributos podem ser definidos como características, qualidades ou indicadores de desempenho de um determinado projeto¹⁶.

Atendendo ao exposto, é possível agora apresentar o modelo da matriz multicritério/custo-benefício, em que cada bloco de projetos é avaliado através do cálculo de um conjunto de atributos.

Matriz Multicritério/Custo-Benefício

	<i>Blocos de investimento</i>														
	<i>Base</i>			<i>Complementares</i>											
	<i>Remodelação e modernização de ativos</i>	<i>Compromissos com o ORD e segurança de alimentação</i>	<i>Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios</i>	<i>Integ. de mercados e concorrência; Lig. a pólos de consumo; Gestão do sist. em ambiente de mercado; Desenv. do aproveitamento solar</i>											
				<i>Sustentabilidade</i>											
<i>Blocos de Projetos (BP)</i>	Atributos			Atributos			Atributos			Atributos					
<i>BPA</i>	a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n	a3,1	...	a3,n	a4,1	...	a4,n	a5,1	...	a5,n
...	a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n	a3,1	...	a3,n	a4,1	...	a4,n	a5,1	...	a5,n
<i>BP N</i>	a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n	a3,1	...	a3,n	a4,1	...	a4,n	a5,1	...	a5,n

Os atributos são agora desagregados, pelas seguintes classes de projetos de investimento.

¹⁶ Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979.

Projetos Base:

- Remodelação e modernização de ativos:
 - *a1,1* - Redução de carga natural em risco de interrupção;
 - *a1,2* - Redução de carga sem recurso em risco corte;
 - *a1,3* - Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade;
 - *a1,4* - Redução de potência de produção em risco de corte;
 - *a1,5* - Redução de Energia Não Fornecida (ENF) em risco;
 - *a1,6* - Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens;
 - *a1,7* - Melhoria do Indicador do Estado do Ativo;
 - *a1,8* - Indicador de Criticidade do Ativo/Instalação;
 - *a1,9* - Dimensão da faixa intervencionada;
 - *a1,10* - Valorização de espécies autóctones;
 - *a1,11* - Resiliência às Alterações Climáticas;
 - *a1,12* - Redução de impactos ambientais;
 - *a1,13* - Manutenção ou criação de emprego externo;
 - *a1,14* - *Capital Expenditures* (CAPEX);
 - *a1,15* - Sobrecusto evitado para o SEN.
- Compromissos com o ORD e segurança de alimentação:
 - *a2,1* - Benefício Socioeconómico;
 - *a2,2* - Dimensão da faixa de defesa contra incêndios;
 - *a2,3* - Ocupação territorial linear;
 - *a2,4* - Valorização de espécies autóctones;
 - *a2,5* - Integração da Produção de FER;
 - *a2,6* - Redução das Emissões de CO₂;
 - *a2,7* - Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico (ICP);
 - *a2,8* - Redução de Energia em Risco | ENF;
 - *a2,9* - Cavas de tensão: redução da profundidade;
 - *a2,10* - Redução das perdas de energia;
 - *a2,11* - Redução do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE);
 - *a2,12* - Qualidade da Onda de Tensão;
 - *a2,13* - Manutenção ou criação de emprego externo;
 - *a2,14* - CAPEX.
- Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios:
 - *a3,1* - Redução do risco de falha de componentes críticos para a Gestão Global do SEN;
 - *a3,2* - Reforço e cumprimento de requisitos de Cibersegurança;
 - *a3,3* - Cumprimento dos códigos Europeus em vigor;
 - *a3,4* - Redução do risco decorrente de obsolescência tecnológica;
 - *a3,5* - Observabilidade e controlabilidade da RNT;
 - *a3,6* - Melhoria da eficiência energética;
 - *a3,7* - Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens;
 - *a3,8* - CAPEX.

Projetos Complementares

- Integração de mercados e concorrência; Ligação a polos de consumo; Desenvolvimento do aproveitamento solar e eólico:
 - *a4,1* - Benefício Socioeconómico;
 - *a4,2* - Dimensão da faixa de defesa conta incêndios;
 - *a4,3* - Ocupação territorial linear;
 - *a4,4* - Valorização de espécies autóctones;
 - *a4,5* - Flexibilidade;
 - *a4,6* - Integração da Produção de FER;
 - *a4,7* - Redução das Emissões de CO₂;
 - *a4,8* - Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico (ICP);
 - *a4,9* - Redução das perdas de energia;
 - *a4,10* - Cavas de tensão: redução da profundidade;
 - *a4,11* - Manutenção ou criação de emprego externo;
 - *a4,12* - CAPEX.

- Sustentabilidade
 - *a5,1* - Área do espaço envolvente valorizada;
 - *a5,2* - População residente;
 - *a5,3* - Redução da ocupação territorial de superfície;
 - *a5,4* - Densidade populacional da área valorizada;
 - *a5,5* - Manutenção ou criação de emprego externo;
 - *a5,6* - CAPEX.

O ORT não apresenta nesta análise o atributo OPEX, uma vez que os projetos de remodelação de ativos não induzem aumento dos proveitos permitidos regulados, e os demais projetos de expansão estão baseados em custos incrementais relacionados com km de linha e potência ligada para produtores, que se encontram perfeitamente estabelecidas no quadro regulatório.

2.3. Descrição dos atributos

Após ter sido apresentada a arquitetura para a metodologia de apoio à decisão MCB, nesta secção é realizada a descrição dos atributos anteriormente mencionados.

- Benefício Socioeconómico:
 - Formulação: atributo calculado para dois anos (2029 e 2034), incluindo a redução dos encargos com combustíveis fósseis (das centrais termoelétricas) e com emissões de CO₂, assim como os possíveis benefícios resultantes das trocas comerciais com Espanha (este atributo é obtido através de simulações do sistema electroprodutor tendo como base um modelo de mercado);
 - Unidades: milhões €/ano.
- Integração da Produção de FER:
 - Formulação: atributo que apresenta para dois anos (2029 e 2034) o aumento da produção de FER decorrente da concretização de um dado bloco de projetos¹⁷.
 - Unidades: GWh/ano.
- Redução das Emissões de CO₂:
 - Formulação: atributo calculado para dois anos (2029 e 2034), associado à redução de produção de eletricidade a partir de combustíveis fósseis;
 - Unidades: kton/ano.
- Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico:
 - Formulação: atributo calculado relativamente ao valor base em 2029 e 2034, para projetos de receção de produção de eletricidade, de forma a avaliar a adequação da potência disponível para cobrir a procura horária de eletricidade¹⁸;
 - Unidades: %.
- Redução da Energia em Risco | ENF:
 - Formulação: atributo calculado para dois anos (2029 e 2034), representando o valor de energia que não está assegurada em regime de N-1, em cada subestação;
 - Unidades: MWh/ano | M€/ano¹⁹.
- Redução das Perdas de Energia:

¹⁷ O valor monetizável associado a este atributo está internalizado no benefício socioeconómico.

¹⁸ Este indicador de segurança do abastecimento é obtido a partir de análises do sistema electroprodutor, com um modelo probabilístico de simulação Monte-Carlo sequencial (cronológica) com resolução horária.

¹⁹ Neste campo estimou-se o potencial económico decorrente da energia não fornecida.

- Formulação: atributo calculado para dois anos (2029 e 2034), através de uma ferramenta de simulação de cenários de oferta/procura e de trocas internacionais de energia (PSS/E);
- Unidades: MWh/ano | M€/ano.
- Flexibilidade:
 - Formulação: atributo qualitativo, que pretende avaliar o benefício de projetos para a flexibilidade do sistema elétrico de energia;
 - Unidades: +++/++/+/-.
- Dimensão da faixa de defesa contra incêndios:
 - Formulação: atributo que pretende avaliar o impacto socioambiental decorrente de projetos de desenvolvimento ou reformulação da RNT, passíveis de serem integrados nas redes secundárias de defesa contra incêndios;
 - Unidades: km².
- Ocupação territorial linear:
 - Formulação: tal como o atributo anterior, a ocupação territorial linear pretende avaliar o impacto socioambiental decorrente de projetos de investimento na RNT;
 - Unidades: km.
- Valorização de espécies autóctones:
 - Formulação: atributo que quantifica o número de indivíduos de espécies autóctones passíveis de promoção na faixa de servidão, tendo por base a ocorrência em projetos existentes;
 - Unidades: n.
- Redução do TIE:
 - Formulação: atendendo ao elevado grau de incerteza no processo de quantificação de benefícios, adota-se a metodologia de classificação qualitativa, para os anos de 2029 e 2034, tal como apresentado de seguida;

 : Positivo (melhor desempenho da RNT)

 : Neutro (mesmo desempenho da RNT)

 : Negativo (pior desempenho da RNT)
- Qualidade da Onda de Tensão:
 - Formulação: atendendo ao elevado grau de incerteza no processo de quantificação de benefícios, adota-se a metodologia de classificação qualitativa, para os anos de 2029 e 2034, tal como apresentado de seguida;

 : Positivo (melhor desempenho da RNT)

 : Neutro (mesmo desempenho da RNT)

 : Negativo (pior desempenho da RNT)
- Área do espaço envolvente valorizada:
 - Formulação: atributo que identifica a área envolvente à da valorizada pelo projeto;
 - Unidades: km².
- Cavas de tensão: redução da profundidade:
 - Formulação: estimativa da melhoria, após, por exemplo, reforço de transformação;
 - Unidades: %.

- População residente:
 - Formulação: atributo que identifica a população residente na área envolvente à da valorizada;
 - Unidades: n | %.
- Densidade populacional da área valorizada:
 - Formulação: atributo que identifica a densidade populacional residente na área alvo de valorização;
 - Unidades: n/km².
- Redução da ocupação territorial de superfície:
 - Formulação: atributo que identifica o benefício associado à redução da ocupação territorial de superfície, na sequência do projeto;
 - Unidades: km|%.
- Redução de carga natural em risco de interrupção:
 - Formulação: atributo que identifica a carga natural da subestação, alvo de projeto de remodelação de ativos;
 - Unidades: MW | M€..
- Redução de carga sem recurso em risco de corte:
 - Formulação: atributo que identifica a carga da subestação sem recurso pela RND, alvo de projeto de remodelação de ativos;
 - Unidades: MW | M€.
- Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade:
 - Formulação: atributo que identifica a capacidade de transporte da rede, associada à remodelação de linhas e aos ramos da RNT confluentes às subestações em causa;
 - Unidades: MVA.
- Redução de potência de produção em risco de corte:
 - Formulação: atributo que identifica a capacidade instalada de centros eletroprodutores dependentes das instalações alvo de remodelação;
 - Unidades: MW.
- Redução de ENF em risco:
 - Formulação: atributo que consiste no cálculo da redução de ENF de sistemas de proteção, automação e controlo, em 2029, com a remodelação de ativos;
 - Unidades: MWh/ano.
- Dimensão da faixa intervencionada:
 - Formulação: atributo que identifica a área total intervencionada no âmbito do projeto;
 - Unidades: km².
- Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens:
 - Formulação: atributo qualitativo que pretende avaliar a redução do risco para Pessoas e Bens;
 - Unidades: +++/++/+/.
- Resiliência às Alterações Climáticas:
 - Formulação: atributo que pretende avaliar o benefício da implementação de medidas que visem a redução dos principais impactos nas infraestruturas dos fenómenos decorrentes das alterações climáticas (medidas de adaptação).
 - Unidades: 1-10.

- Redução de impactos ambientais:
 - Formulação: atributo que pretende avaliar o benefício da implementação de medidas que visem a redução de impactos ambientais das infraestruturas (medidas de mitigação).
 - Unidades: 1-10.
- Melhoria do Indicador de Estado do Ativo*:
 - Formulação: atributo que identifica a melhoria do IE do ativo alvo de remodelação, em 2029, face à previsão para o IE desse ativo sem receber as ações de remodelação;
 - Unidades: 0-10.

* Na presente versão do PDIRT 2025-2034, para além deste atributo, apresenta-se a estimativa do Indicador do Estado (IE) do ativo caso não se realizasse a ação de remodelação preconizada neste plano. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2025-2034. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações aos resultados obtidos.

- Indicador de Criticidade do Ativo/Instalação:
 - Formulação: atributo que pretende estimar o impacto da falha do ativo ou da instalação no desempenho técnico da RNT;
 - Unidades: 0-10.
- Manutenção ou criação de emprego externo:
 - Formulação: atributo que pretende quantificar o benefício social dos projetos inscritos no PDIRT, e que consiste no número de empregos mantidos ou criados, calculados a partir do valor médio de "*full-time equivalent*" associado ao investimento e sua tipologia;
 - Unidades: n.
- CAPEX:
 - Formulação: atributo que apresenta o custo do investimento para a concretização do projeto;
 - Unidades: M€.
- Sobrecusto evitado para o SEN:
 - Formulação: atributo que estima os custos para o SEN adicionais aos do investimento apresentado e que decorreriam do aumento do risco da falha pela não realização ou adiamento do referido investimento. Estes custos adicionais consideram a substituição dos ativos danificados sede da falha e de outros conexos como resultado direto e indireto dessa mesma falha, respetivas indisponibilidades não-programadas, de maior duração e menor flexibilidade para o SEN, realização da reparação/remodelação de forma intempestiva e não programada, em contexto de reação a emergência com maiores restrições de acesso a preços de mercado, sujeitando-se a preços mais desfavoráveis do que os que se conseguem obter ao realizar-se o investimento de forma programada e com maior capacidade de negociação por parte do ORT;
 - Unidades: M€.
- Redução do risco de falha de componentes críticos para a Gestão Global do SEN:
 - Formulação: Atributo que representa a melhoria decorrente do decréscimo da probabilidade da falha de um componente crítico para a Gestão do SEN.
 - Unidades: +++/++/+.
- Reforço e cumprimento de requisitos de Cibersegurança:
 - Formulação: Atributo qualitativo que pretende avaliar o benefício de projetos para o reforço de Cibersegurança e a viabilidade de cumprimento dos requisitos de Cibersegurança decorrentes da aplicação de regras e normas aplicáveis.

- Unidades: +++/++/+.
- Cumprimento de Códigos Europeus em Vigor:
 - Formulação: atributo que representa a importância de um projeto para a implementação dos requisitos exigidos pelos Códigos Europeus, no âmbito dos compromissos assumidos decorrentes da adesão a projetos de âmbito Nacional ou Internacional.
 - Unidades: +++/++/+.
- Redução do risco decorrente de obsolescência tecnológica
 - Formulação: atributo qualitativo, que pretende avaliar o benefício de projetos para a redução de risco por obsolescência tecnológica de equipamentos e sistemas afetos às Redes de Telecomunicações de Segurança e Gestão Global do Sistema;
 - Unidades: +++/++/+.
- Observabilidade e controlabilidade da RNT:
 - Formulação: atributo qualitativo, que pretende avaliar o benefício de projetos para a Observabilidade e Controlabilidade da RNT inerente à instalação de equipamentos da RTS nas novas instalações da RNT ou de sistemas de supervisão, controlo e aquisição de dados;
 - Unidades: +++/++/+.
- Melhoria da eficiência energética:
 - Formulação: atributo qualitativo que pretende avaliar o benefício de projetos para a melhoria da eficiência energética em edifícios;
 - Unidades: +++/++/+.

A monetização dos atributos relativos aos ganhos de fiabilidade da rede decorrentes dos projetos de modernização de ativos, assim como do potencial económico decorrente da redução da energia em risco baseou-se num estudo realizado para as autoridades do Reino Unido (Ofgem e DECC)²⁰. Esse estudo valoriza a segurança do abastecimento de energia elétrica através da abordagem "Choice Experiments", a qual visa estimar o valor da energia não fornecida ("Value of Lost Load (VoLL)") em termos de *disponibilidade-para-aceitar* ("willingness to accept"). Nos cálculos realizados pela REN, efetuou-se não só o câmbio GBP/EUR para o ano base desse estudo, mas também a devida calibração do VoLL estimado para o Reino Unido, em função dos PPP ("Purchasing Power Parities") dos dois países (de acordo com dados estatísticos da OCDE para o ano em análise). Esta abordagem permite integrar, de forma mais abrangente do que outras, o valor da energia não fornecida percebido pelo consumidor na sua multiplicidade de perspetivas e de fatores valorativos.

No que diz respeito à monetização da redução das perdas de energia, utilizou-se como *trade-off* 26,75 €/MWh e 19,85 €/MWh, que representam a previsão do custo marginal médio de produção em 2029 e 2034, respetivamente, obtidos a partir dos estudos previsionais de simulação de operação mercado, tendo em consideração os consumos e parques produtores previstos para

²⁰ London Economics, The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain, Final Report for Ofgem and DECC, 2013

aqueles dois horizontes temporais. Estes valores representam assim os custos marginais médios de produção anual estimados para os anos de 2029 e 2034.

Especificamente, no que à monetização dos ganhos de fiabilidade da rede decorrentes dos projetos de modernização de ativos diz respeito, são apresentados benefícios monetizados dos projetos de modernização de transformadores de potência e de sistemas de proteção, automação, controlo e monitorização. Assim, para a estimativa da monetização dos atributos correlacionados com riscos de interrupção de carga natural e de corte de carga sem recurso, considerou-se que os montantes em causa se referem ao pior cenário para o sistema, focado no período 2025-2034, e para a circunstância hipotética de teste de não se realizar a remodelação, uma vez que se trata de instalações/equipamentos em fim de vida útil e cujo estado operacional justifica as ações de modernização.

2.4. Exemplo de aplicação da metodologia

Com o objetivo de melhor ajudar a entender a abordagem metodológica multicritério/custo-benefício (MCB) utilizada nesta edição do Plano, apresenta-se de seguida uma descrição mais detalhada da forma como são calculados os vários atributos. A título de exemplo, apresentam-se os valores dos respetivos atributos associados ao Projeto Complementar “Reforço de rede para incremento de capacidade de receção (eixo Guarda-Castanheira de Pera)”, incluído no indutor “Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável”.

2.4.1. Atributos calculados com base em modelos de mercado

Metodologia

- i. À semelhança dos estudos desenvolvidos pela REN no âmbito da elaboração de contributos para os Relatórios de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA) de Eletricidade da responsabilidade da DGEG, os atributos da MCB calculados com base em simulações do sistema eletroprodutor utilizando os seguintes modelos:
 - VALORAGUA – simulação de mercado do sistema electroprodutor em ambiente MIBEL²¹;
 - PS-MORA – modelo probabilístico de análise de segurança de abastecimento.
- ii. O VALORAGUA é um modelo de otimização da gestão de sistemas electroprodutores 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 o sistema Português e ibérico, 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

²¹ As trocas comerciais com o sistema de França não são simuladas.

minimização dos encargos variáveis totais de exploração do sistema, servindo posteriormente estes resultados como inputs ao modelo de PS-MORA.

- iii. O PS-MORA, modelo desenvolvido a partir do modelo RESERVAS²², é um modelo de simulação probabilística de sistemas electroprodutores mistos e 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 electroprodutores interligados, em ambiente de mercado. Entre outros, proporciona o cálculo de indicadores de segurança de abastecimento que incorporam quer a avaliação estática (adequação do sistema no mercado *day-ahead*), quer a avaliação da reserva operacional (suficiência de flexibilidade/reserva para fazer face às necessidades entra o *day-ahead* e o *real time*) num contexto de avaliação multiárea, em que os sistemas elétricos podem ser representados com a modelização da rede interna e das 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. Os requisitos de reservas de restabelecimento da frequência («aFRR e mFRR) e a definição de ordens de mérito das centrais elétricas (térmicas e hídricas) apresentam resolução semanal. As reservas de reposição (RR) são identificáveis pelo modelo assumindo os grupos geradores que são mobilizáveis até 1 hora.
- iv. Dos estudos com o VALORAGUA e PS-MORA é possível identificar os benefícios na perspetiva socioeconómica induzidos por cada projeto, que se traduzem em melhorias de eficiência dos sistemas (e.g. nova produção renovável substitui geração térmica, evitando dessa forma custos com combustíveis, custos de O&M e licenças de emissão de CO₂), exetáveis na média dos regimes hidrológicos. No contexto dos Projetos Base e Complementares do PDIRT de expansão da rede, estes benefícios correspondem à redução de custos variáveis totais de exploração em contexto MIBEL que incluem: encargos com combustíveis, custos de O&M e licenças de emissão de CO₂. Das simulações, são igualmente obtidas estimativas da integração de energias renováveis, bem como das emissões de CO₂ resultantes das centrais termoelétricas.

De forma a aferir os benefícios ao nível da segurança de abastecimento do sistema eletroprodutor nacional no horizonte de estudo, utiliza-se o indicador LOLE, calculado pelo modelo PS-MORA que incorpora a expectativa de perda de carga associada à componente de *Adequacy* (ou seja, o LOLE estático, associado a avaliação da adequação do sistema no mercado *day-ahead*) e a expectativa de perda de carga por insuficiência de reserva operacional – componente de *Security*, que avalia se o sistema electroprodutor tem flexibilidade suficiente para fazer face às necessidades de reserva operacional que podem ocorrer no período de tempo entre o mercado *day-ahead* e a operação em tempo real.

- v. Numa fase inicial, são desenvolvidos estudos BASE através do VALORAGUA e do PS-MORA, para os cenários e estádios futuros pretendidos, em que se assume a configuração expectável do SEN incluindo o projeto em análise.

Posteriormente, com ambos os modelos de simulação realizam-se análises de sensibilidade aos estudos BASE correspondentes a cada um dos projetos, segundo a metodologia *Take Out One at the Time* (TOOT). Na prática, o método consiste em quantificar os benefícios de cada projeto através da identificação da diferença dos custos totais evitados de exploração

²² O RESERVAS era um modelo de simulação probabilística de sistemas produtores mistos em nó isolado, tendo deixado de ser utilizado quando foi substituído pelo modelo PS-MORA.

dos sistemas, que resultam das diferenças entre o estudo BASE e o estudo sem esse projeto. Outros benefícios são igualmente calculados utilizando a metodologia TOOT.

Tratando-se de projetos com influência mútua (por exemplo, destinados a permitir a integração de energias renováveis), que se pretenda avaliar para um mesmo estágio futuro e cujas datas de comissionamento sejam distintas, as análises serão do tipo TOOT sequencial por forma a ter em consideração a ordem prevista para implementação dos projetos. Nesse caso, o estudo BASE de cada projeto incluirá, além do projeto, apenas aqueles que o antecedem.

Pressupostos usados nas simulações na proposta de PDIRT 2025-2034

A avaliação dos projetos é realizada para as configurações do SEN dos estádios futuros 2029 e 2034, perspetivadas pelas linhas de orientação do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) publicado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020 de 10 de Julho. Para o efeito, tendo por base as análises de 2027 e 2030 do RMSA-E 2020, assumiu-se uma evolução da procura de eletricidade de acordo com o cenário "Central Ambição", e da oferta indicada no cenário "Ambição" com as devidas adaptações necessárias ao nível da energia solar decorrente dos montantes de potência já atribuída.

Os restantes pressupostos assumidos nos estudos são os indicados pela DGEG para elaboração do RMSA-E 2023, nomeadamente quanto aos preços de combustíveis e das licenças de CO₂.

O projeto que serve de exemplo para a análise corresponde à ligação a 400 kV (eixo Guarda Castanheira de Pera) (PR2409) tem por finalidade o incremento da capacidade de receção de nova produção, num montante estimado da ordem dos 500 MVA, nas regiões da Beira Litoral, onde se antevê a possibilidade de um crescimento apreciável da potência instalada em nova produção a partir de fonte eólica, tendo em conta as metas de renovável constantes do RMSA-E 2023 e do PNEC 2030.

Este projeto prevê a abertura do posto de corte de 400 kV de 'Castanheira de Pera' e reconstrução para linha dupla de 400+220 kV das atuais linhas de 220 kV no eixo 'Guarda' – Chafariz – Vila Chã – Tábua – 'Castanheira de Pera'.

Projeto	Estádios	Capacidade de rede para nova produção (MW)	
		Eólica	
<i>Reforço de rede para incremento de capacidade de receção (eixo Guarda-Castanheira de Pera)</i>	2034	500	

Cálculo dos atributos

- Benefício Socioeconómico:

A comparação entre os estudos BASE e as análises de sensibilidade em que é removida do sistema a capacidade adicional de produção com fontes renováveis viabilizada pelo projeto (método TOOT sequencial), permite avaliar os impactos ao nível dos atributos da MCB anteriormente descritos.

Dos resultados do VALORAGUA, resulta a identificação dos custos evitados para o SEN que ascendem a 45,3 M€/ano em 2034, decorrentes da redução de consumo em combustíveis, custos variáveis em O&M e licenças de CO₂, bem como do aumento das exportações de eletricidade para Espanha, na média dos regimes hidrológicos.

Reforço de rede para incremento de capacidade de receção (eixo Guarda-Castanheira de Pera)	
---	--

Benefícios Custos e evitados Base (M€)

μ β π +
ε ε

ε	
---	--

- Integração da Produção de FER:

Por sua vez, a integração de nova produção renovável que decorre da capacidade adicional eólica é estimada em 877 GWh/ano em 2034.

Reforço de rede para incremento de capacidade de receção (eixo Guarda-Castanheira de Pera)	
---	--

μ ε ε π π η	
-------------	--

- Aumento do Índice de Cobertura Probabilístico:

Não impactante, dado o carácter intermitente associado à capacidade adicional em FER instalada no sistema (eólica).

- Flexibilidade:
Não valorizada.
- Redução das Emissões de CO₂:

Ao nível das emissões de CO₂ pelas centrais termoelétricas do SEN, identificou-se um total de 33,9 kton/ano evitados em 2034, resultante do menor contributo por aquelas centrais.

Reforço de rede para incremento de capacidade de receção (eixo Guarda-Castanheira de Pera)	
---	--

Redução de Emissões de CO₂ (kton/ano)

33,9

2.4.2. Atributos calculados com base em simulações de rede

- Redução das perdas de energia:

No enquadramento da análise Multicritério/Custo-Benefício, a estimativa das perdas anuais futuras no transporte de energia elétrica, tem como objetivo quantificar o impacto de cada 'Bloco de projetos' no valor esperado das perdas da RNT. Importa referir que esta avaliação não incide sobre o valor de perdas energéticas que se estima virem a ocorrer especificamente nos reforços de rede que compõem cada 'Bloco de projetos', mas sim na variação sobre o valor global das perdas na RNT.

Numa rede de transporte de energia elétrica o valor das perdas é bastante volátil, na medida em que depende fortemente de um conjunto variado de fatores, como por exemplo: as características próprias dos elementos constituintes da rede; a topologia de rede; as condições de operação vigentes (valores de consumo e perfis/mix de geração); as trocas internacionais e os trânsitos transfronteiriços.

Para se estimar as perdas da RNT em horizontes futuros, são simulados diferentes cenários de operação, procurando-se representar um número abrangente de condições típicas de operação que se perspetivam para esses mesmos estádios futuros, cruzando: consumos em horas de ponta, cheia e vazio; valores distintos de produção hídrica, eólica e solar; diferentes valores de trocas internacionais (no sentido de Espanha para Portugal e de Portugal para Espanha).

No caso da ligação a 400 kV Reforço de rede para incremento de capacidade de receção (eixo Guarda-Castanheira de Pera) foi feita uma comparação de valores de perdas na RNT entre a topologia de referência acima referida e aquela que se obtém retirando os reforços de rede associados a esse 'Bloco de projetos' (metodologia TOOT²³).

Genericamente, novos reforços de rede propiciam uma redução global do valor de perdas, pelo que os valores apresentados nos quadros do capítulo 6.3 (Análise Multicritério/Custo-Benefício) são positivos quando tal se verifique. No entanto, em certas situações existe a possibilidade de determinados reforços de rede, permitindo outras condições de operação da rede (e.g., trânsitos transfronteiriços mais elevados, ligação de novos centros eletroprodutores em regiões afastadas dos grandes centros de consumo), induzirem algum agravamento das perdas da rede, facto que é registado com valores negativos nos respetivos quadros.

No caso em apreço, a topologia da RNT que serve de referência para a avaliação do impacto dos 'Bloco de projetos' nas perdas na rede consiste nos elementos que, de acordo com a calendarização proposta no PDIRT, estejam em serviço em cada um desses horizontes, ou seja, corresponde à topologia de rede prevista para final de 2024, acrescida

²³ 'Take Out One at the Time'

do conjunto de Projetos Base e Complementar que se encontra aprovado ou previsto na proposta de Plano entrar ao serviço até ao horizonte em análise.

No que diz respeito à monetização da redução das perdas de energia, utilizou-se 19,85 €/MWh que representa a previsão do custo marginal médio de produção em 2034, respetivamente. Este valor foi obtido a partir dos estudos previsionais de simulação de operação mercado, tendo em consideração o consumo e o parque produtor previsto para aquele horizonte temporal, representando assim o custo marginal médio de produção anual estimado para o referido ano.

Aplicando a metodologia acima referida ao 'Bloco de projetos' denominado de 'Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável', onde está incluída a ligação a 400 kV (eixo Guarda-Castanheira de Pera), estima-se que o conjunto dos reforços de rede associado venha a contribuir para uma redução média anual das perdas da RNT de 43 800 MWh para o horizonte de 2034. Esta energia representa uma redução média anual de aproximadamente 0,867 M€ ao nível da operação do sistema elétrico para o horizonte de 2034.

2.4.3. Outros atributos

- Cavas de tensão: redução da profundidade
Não quantificado.
- Ocupação Territorial Linear

O somatório dos comprimentos lineares das componentes do projeto a estabelecer totaliza 16,5 km de extensão²⁴.

- Dimensão da faixa de defesa contra incêndios

A largura regulamentar da faixa de proteção de linhas MAT é de 45 metros. Considerando que o somatório dos comprimentos lineares das componentes do projeto a estabelecer totaliza 16,5 km de extensão, estima-se 0,74 km² totalidade na área passível de ser integradas nas redes secundárias de defesa contra incêndios.

- Valorização de espécies autóctones

Na nova faixa de servidão a constituir, com 2,93 km², estima-se que sejam passíveis de promoção cerca de 10.395 indivíduos de espécies autóctones, com base tendo por base a ocorrência em projetos existentes.

- Manutenção ou criação do emprego externo

²⁴ Valor corresponde ao somatório dos comprimentos lineares dos novos troços de linha que irão ser construídos. Esta linha irá utilizar 87 km de linha já existente.

O cálculo do atributo “Manutenção ou criação de emprego externo” é efetuado seguindo o modelo *input-output*, por bloco de projetos, para o período de realização do investimento²⁵ e baseia-se na seguinte metodologia:

- i. Identificação das seguintes categorias de projeto (em função da tipologia): Expansão (de Linhas e Subestações); Modernização de Linhas; Modernização de Subestações;
- ii. Cálculo do Emprego Externo Direto em *Full Time Equivalent* para os anos de 2015 e 2016 (partindo do registo das horas trabalhadas por empreiteiros, prestadores de serviços e técnicos de supervisão, assim como as horas totais trabalhadas nestes anos);
- iii. Cálculo do Emprego Externo Direto e Indireto em *Full Time Equivalent* para os anos de 2015 e 2016, através de um fator multiplicador (que varia em função da tipologia de projeto, com maior ou menor intensidade de mão-de-obra, e de estudos internacionais);
- iv. Cálculo da *ratio* Emprego Externo em *Full Time Equivalent* / Investimento Direto (em M€), por tipologia de projeto, para 2015 e 2016;
- v. Estimativa da *ratio* Emprego Externo em *Full Time Equivalent* / Investimento Direto (em M€) a aplicar aos projetos do PDIRT, por tipologia de projeto, através da média deste indicador utilizando os valores apurados para 2015 e 2016;
- vi. Por fim, cálculo dos empregos criados ou mantidos por aplicação direta, ao valor do investimento de determinado projeto, da *ratio* Emprego Externo em *Full Time Equivalent* / Investimento Direto correspondente à tipologia desse mesmo projeto.

Assim, aplicando a metodologia *supra* para o bloco de projetos ‘Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável na zona da Beira Litoral’, obtém-se o valor de 22,4 como a melhor estimativa para a *ratio* “Emprego Externo em *Full Time Equivalent* / Investimento Direto (em M€)”. Combinando este valor com o CAPEX para este bloco de projetos (131 M€), apura-se em 2.934 os empregos externos mantidos ou criados.

- CAPEX

Os valores de investimento apresentados para um determinado projeto, expressos em preços reais médios de mercado e com base nos custos de referência, resultam de uma estimativa tendo por base as tipologias e quantidades dos equipamentos que constituem os reforços de rede previstos para o projeto em causa, neste caso 131 M€.

²⁵ Foi feita uma análise para 2026 e outra para 2031.



07 ANEXOS

ANEXO 11

TEN YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2022

REN

Ten Year Network Development Plan 2022

Enquadramento

A ENTSO-E (*European Network Transmission System Operators for Electricity*) publica de dois em dois anos o Plano Decenal Europeu (TYNDP) com carácter não vinculativo, no qual apresenta a estratégia Europeia relativamente ao desenvolvimento e investimento nas redes de transporte de energia elétrica. Este documento é elaborado tendo por base um alargado conjunto de estudos desenvolvidos de forma articulada pelos diferentes TSO's envolvidos neste processo. Os investimentos contidos no TYNDP consideram projetos de iniciativa dos TSO's e também projetos apresentados por promotores independentes, estes últimos designados como “*Third Party Projects*”.

O TYNDP 2022 responde às exigências decorrentes do Regulamento (CE) N.º 714/2009, de 13 julho de 2009, reformulado pelo Regulamento (UE) 2019/943, de 5 junho 2019, , que no ponto b. do artigo 30.º define que a ENTSO-E deve adotar e publicar “de dois em dois anos, um plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, incluindo uma perspetiva de adequação da produção à escala europeia”.

O citado regulamento estabelece que o TYNDP deve basear-se nos planos de investimento nacionais, sendo a sua consistência garantida pela Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), e, se necessário, de acordo com as orientações para as redes transeuropeias de energia. O plano deverá também explorar e identificar lacunas de investimento, nomeadamente as relacionadas com capacidades transfronteiriças.

O processo de elaboração do TYNDP baseia-se em quatro etapas distintas:

- Desenvolvimento dos cenários (procura e oferta) de médio e longo prazo;
- Estudos de Mercado;
- Estudos de Rede;
- Avaliação dos projetos de investimento incluídos no TYNDP (análise CBA/multicritério).

Desenvolvimento dos cenários/visões de longo prazo TYNDP 2022

As análises do TYNDP 2022 assentam num conjunto de cenários realistas e tecnicamente viáveis, com base em políticas ambiciosas orientadas para o futuro, com vista a atingir as metas de redução de 55% dos gases com efeito de estufa em 2030 e de 80% a 95% (ou mesmo a neutralidade carbónica) em 2050, necessárias para limitar o aquecimento global a 1,5°C conforme o Acordo de Paris. À semelhança de TYNDPs anteriores, as associações europeias dos operadores das redes de transporte de eletricidade e de gás (ENTSO-E e ENTSOG) reuniram esforços e conhecimentos para fornecer um conjunto de cenários comuns, permitindo avaliações de futuras decisões de investimento na Europa baseadas numa análise comparativa entre os sectores. De cada *cenário* resulta uma caracterização detalhada dos sistemas individuais ao nível da produção e do consumo de eletricidade, com uma abordagem comum a nível Europeu de forma a garantir coerência global.

Os cenários do TYNDP 2022 cobrem o horizonte de 2022 a 2050, sendo que os estádios 2022 e 2025 são rotulados como *melhores estimativas* devido a um nível mais baixo de incerteza. Aumentando a incerteza ao longo de horizontes de temporais mais afastados, cenários de tendências nacionais foram projetados para 2030 e 2040 tendo por base o Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) de cada Estado-Membro, assim como o cumprimento dos objetivos europeus de 2050. Em complemento, foram desenvolvidos dois cenários adicionais a nível nacional até 2040 e a nível da UE27 até 2050. Nos processos de cenarização foram envolvidos diversos *stakeholders*, nomeadamente a indústria, ONGs, Estados-Membros e Reguladores. Os cenários são descritos da seguinte forma:

- **Tendências nacionais (*National Trends - NT*)**

Cenário central alinhado com os PNECs, definidos de acordo com a governação da União da Energia e as regras de ação climática, bem como outras políticas nacionais e metas climáticas já estabelecidas pelos estados membros da UE. O NT cumpre as metas estabelecidas no quadro relativo ao clima e à energia para 2030 e a estratégia de longo prazo da Comissão Europeia para 2050 que define a meta de 80-95% de redução de CO₂ em comparação com os níveis de 1990.

- **Energia distribuída (*Distributed Energy - DE*)**

Cenário compatível com a meta de 1,5°C do Acordo de Paris, considerando também as metas climáticas da UE para 2030. Adota uma abordagem descentralizada para a transição energética. Uma característica fundamental do DE é o papel do produtor-consumidor de energia (*prosumer*), que participa ativamente no mercado de energia e ajuda a impulsionar a descarbonização do sistema, investindo em soluções de pequena escala e abordagens circulares. Isto leva a uma maximização da produção de energia renovável na Europa e a uma forte diminuição das importações de energia.

- **A ambição global (*Global Ambition - GA*)**

Cenário compatível com a meta de 1,5°C do Acordo de Paris, considerando também as metas climáticas da UE para 2030. O GA olha para um futuro liderado pelo desenvolvimento em produção centralizada. Economias de escala levam a reduções significativas de custos em tecnologias emergentes, tais como a energia eólica offshore, mas também as importações de energia descarbonizada de fontes competitivas são consideradas uma opção viável.

Estudos de Mercado

Para os cenários descritos anteriormente foram efetuadas simulações dos sistemas elétricos, tendo por objetivo responder à pergunta: "que produção (localização e tipo) irá satisfazer o consumo num horizonte futuro?".

Através da realização de simulações em ambiente de mercado a nível pan-europeu, sem perder de vista as especificidades de âmbito regional, é desenvolvido um processo de otimização económica, para cada hora do ano, tendo em consideração diferentes restrições, tais como a flexibilidade e disponibilidade das centrais termoelétricas, a produção com origem em fontes de energia renováveis, os perfis da procura e as incertezas associadas, para além das capacidades de interligação entre os países.

Assim, com base nestas simulações são calculados os impactos económicos, ambientais e de segurança de abastecimento dos projetos de investimento em novas interligações, com base na redução dos encargos variáveis de produção de eletricidade, na variação global de emissões de CO₂ e dos volumes de energia renovável desaproveitada, bem como nos níveis de partilha de recursos pan-europeus.

Estudos de Rede

Também para cada um dos cenários os estudos de rede que se realizam visam responder à pergunta: "será que da geração e carga resultantes dos estudos de mercado poderão resultar fluxos de potência que possam colocar em perigo a segurança da operação do sistema (considerando os critérios de segurança)?". Se sim, novos projetos de rede deverão ser identificados e estudados em conjunto pelos TSO's envolvidos, considerando para tal diferentes situações de operação futura da rede.

Para além disso – definição dos novos reforços de rede – os estudos de rede permitem ainda estimar um conjunto de indicadores técnicos fundamentais para a avaliação dos projetos de investimento incluídos no TYNDP, como sejam o cálculo da variação das perdas, bem como os níveis de flexibilidade que cada projeto oferece à rede de transporte europeia.

Avaliação dos projetos

A avaliação dos projetos considerados de relevância Europeia foi feita com base numa metodologia de análise custo-benefício (CBA) multicritério desenvolvida pela ENTSO-E, em estreita colaboração com a ACER, os diferentes Estados-Membros e a Comissão Europeia.

A metodologia baseia-se, como referido, numa análise multicritério, com intuito de assegurar uma completa avaliação de todos os benefícios dos projetos, sendo que uma parte dos indicadores identificados são monetizados, e outros são avaliados apenas qualitativamente através de unidades físicas, tais como toneladas de emissões de CO₂ ou kWh de energia renovável desaproveitada. Este conjunto de indicadores comuns constitui uma base sólida e completa, tanto para avaliação de projetos dentro do TYNDP, como para o processo de seleção dos PIC (Projetos de Interesse Comum).

A primeira edição da metodologia de avaliação CBA multicritério, aprovada pela Comissão Europeia em 4 de fevereiro de 2015, foi utilizada pela ENTSO-E na elaboração dos TYNDP 2014 e 2016. A segunda edição da metodologia de avaliação CBA multicritério elaborada pela ENTSO-E e utilizada na elaboração do TYNDP 2018 foi aprovada pela Comissão Europeia em 27 de setembro de 2018 e foi designada por “*2nd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*”. A experiência sobre a utilização desta metodologia CBA multicritério nestes três TYNDP tem alertado para a necessidade de continuar a desenvolver a metodologia, de forma a permitir uma avaliação mais consistente das infraestruturas elétricas. No TYNDP 2020 foi utilizada a metodologia de avaliação de CBA multicritério designada por “*3rd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*”. Para o TYNDP 2022 foi utilizada a metodologia de avaliação de CBA multicritério designada por “*4th ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*” (“CBA 4 Guideline”), desenvolvida pela ENTSO-E (depois de ouvidos a ACER e os Estados Membros) e submetida oficialmente para aprovação da Comissão Europeia em 18 de outubro de 2023, tendo sido aprovada pela Comissão Europeia em 26 de março de 2024.

¹ <https://tyndp.entsoe.eu/resources/guideline-for-cost-benefit-analysis-4.0>

Projetos da RNT no TYNDP 2022

Apresenta-se no Quadro seguinte, os clusters de investimentos na RNT incluídos no TYNDP 2022, bem assim como o correspondente código de ref.^a em sede de TYNDP do projeto PDIRT.

Ref. ^a TYNDP 2022	Nome	Descrição	Projetos em Portugal	Projeto da RNT
1	“RES in north of Portugal”	Este <i>cluster</i> de projetos permite acomodar toda a nova produção hídrica do Cávado e do Alto Tâmega e otimizar a receção de produção eólica na região. Os novos corredores de 400 kV permitem ainda escoar a nova produção em corredores alternativos às atuais linhas existentes entre A. Lindoso e Recarei (400 kV), permitindo manter a capacidade de interligação com Espanha nos níveis acordados entre os dois ORT.	<ul style="list-style-type: none"> • Linha dupla de 400 kV V.Minho-R.Pena-Feira (com um terno a 220 kV para futura linha V.P.Aguiar-Carrapatelo) • Subestação de R.Pena 	<ul style="list-style-type: none"> • Aprovado • Aprovado
4	“Interconnection Portugal-Spain”	Estes reforços de rede em Portugal dão resposta a compromissos assumidos por Portugal, no âmbito do MIBEL, em assegurar uma capacidade de interligação comercial entre os dois países da Península Ibérica de 3000 MW. Este <i>cluster</i> contempla ainda alguns reforços de rede a ser desenvolvidos pela REE em Espanha, os quais podem ser consultados no “TYNDP 2020”.	<ul style="list-style-type: none"> • Linha Fontefria-P.Lima-V.N.Famalicão (400 kV) • Subestação de P.Lima 	<ul style="list-style-type: none"> • Aprovado (troço em PT) • Aprovado
85	“Integration of RES in Alentejo”	O fecho de malha a 400 kV entre F. Alentejo e Tavira contribui para a integração na rede do potencial de produção solar existente nas regiões mais interiores do Baixo Alentejo e Algarve, onde a atual capacidade de receção é limitada.	<ul style="list-style-type: none"> • Linha dupla F.Alentejo-Ourique-Tavira (400+150 kV) • Linha de 400 kV Alqueva-Divor • Ampliação da subestação de Ourique 	<ul style="list-style-type: none"> • Aprovado • Aprovado • Aprovado
1129	“New RES at Minho region”	Integração na rede de produção FER e contribuição para manter a capacidade de interligação com Espanha.	<ul style="list-style-type: none"> • Linha de 400 kV Pedralva-Sobrado 	<ul style="list-style-type: none"> • Recalendarizado para além do horizonte do PDIRT 2025-2034

Project Sheet

RES in north of Portugal



Project type transmission

Project id 1

Created by

Created on Oct 24, 2023 1:34:53 PM

Index

1 of 20

Key Information	3
Project Description & Context	5
Project Investments	5
Project Costs	6
Transfer capacity increase	6
System Needs addressed by the project	6
Project Assessment	8
CBA results	8
Residual impact	19

Key Information

Internal Project

Onshore substation

New

PCI number 2.16.3 (5th list)

Under Construction

Commissioning year estimated by the promoter(s): 2023

Description

The main objective of this project consists in introducing the network reinforcements that are needed to allow the connection of new RES generation (hydro with pumping and also wind) that is foreseen in the north of Portugal, where the RES potential is high. The project includes a set of new 400 kV OHL that will form a new axis between V. Minho-R. Pena-Feira (PCI 2.16.3). A new 400 kV OHL Pedralva-Sobrado (PCI 2.16.1) is also included in this cluster, in order to ensure the maintenance of the NTC values between PT and ES that were available prior to the connection of these new power plants.

Project promoters

Rede Elétrica Nacional

Countries

Portugal

National development plan(s)

NDP 1, Portugal, Draft NDP 2022-2031 (2021); Main report, Page 13 (<https://www.erse.pt/media/nx3ittiy/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-relat%C3%B3rio-final.pdf>); Apendix 11, page 5 (<https://www.erse.pt/media/kdgjy4jl/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-anexos.pdf>)

Additional information on the project

Portuguese National Development Plan:

<https://www.erse.pt/media/nx3ittiy/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-relat%C3%B3rio-final.pdf>;
<https://www.erse.pt/media/kdgjy4jl/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-anexos.pdf>

Project website

https://www.ren.pt/en-GB/o_que_fazemos/projetos_interesse_2017/

PCI page – link to EC platform:

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

Project's TYNDP history

This project was part of:



Project sheet backlog

29 July 2022: Publication for public consultation as part of TYNDP 2022 package

Project Description & Context

Project Investments

Investment ID	Investment name	Main investment of the project	New double-circuit 400kV OHL Vieira do Minho (PT) - Ribeira de Pena (PT) - Feira (PT).			
4	V.Minho - R.Pena-Feira					
Type of Element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Nominal voltage (kV)	Capacity of the investment [MW]	MVA
AC transmission line	131	V.Minho (by Ribeira de Pena)	Feira (by Ribeira de Pena)	400	0	2083
Type of converter	Mvar	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay, reclustering or cancellation	
		Under Construction	12-2022	Investment on time		

Investment ID	Investment name	Main investment of the project	New 400/60kV substation in Ribeira de Pena.			
474	Substation Ribeira de Pena					
Type of Element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Nominal voltage (kV)	Capacity of the investment [MW]	MVA
Onshore substation		Ribeira de Pena (PT)	-	400	0	
Type of converter	Mvar	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay, reclustering or cancellation	
		Commissioned	12-2021	Investment on time		

Reason for investment clustering

Clustering: This project includes a set of new 400 kV OHL that will form a new axis between V. Minho-R. Pena-Feira, ensuring the network capacity to evacuate the new amounts of generation,

taking also into consideration the n-1 security criteria. The new substations of R. Pena is also considered in this axis for direct connection of generation.

Project Costs

The costs were provided by the project promoter(s).

	CAPEX (Meuro)	Uncertainty range (%)	Sustaining CAPEX (Meuro)	OPEX (Meuro/year)
4. V.Minho -R.Pena-Feira	45.8	±10%	0	0.153
474. Substation Ribeira de Pena	10.867	±10%	0	0.054
Total	56.667		0	0.207

Explanation provided by the project promoter on the CAPEX uncertainty range:

- 4 Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process
-
- 474 Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

Transfer capacity increase

Estimates of the impact of the project on transfer capacity were provided by project promoters

	Border	A B	B A
Transfer capacity increase (in MW)	Internal (Portugal)	1400	1400

Assessment modality of the project

The project is included in the 2027 reference grid
The project is included in the 2035 reference grid

System Needs addressed by the project

Project promoter(s) were invited to select up to 4 system needs that are addressed by their project, in a predefined list. Available needs ranged from reduction of price differentials between countries, improvement of system flexibility and stability, enabling cost-efficient connection of high volumes of RES, improvement of voltage stability...

ENTSO-E also performed an identification of System Needs study, indicating where there is space to improve the economic efficiency of the pan-European power system in 2030 and 2040. Where relevant for each project, we publish the needs identified by our study that the project at hand could potentially help to address.

Need	How the project addresses each need (explanation provided by the project promoter(s))
------	---

Need	How the project addresses each need (explanation provided by the project promoter(s))
 <p>Infrastructure to address system adequacy deficiencies and/or mitigate the risk of power failures.</p>	<p>Adequacy needs are identified in Portugal mainly due to the decommissioning of coal power plants in 2021 along with increasing levels of variable RES generation. The integration of Hydro power plants with pumping capabilities (included in this project) are necessary in order to comply with national adequacy standards.</p>
 <p>Improve system flexibility and stability e.g. improve system or local ramp rate, improve transient stability or RoCoF to meet system Needs.</p>	<p>Flexibility is the ability of a power system to respond to changes in power demand and generation. Storage facilities such as pumped storage and hydro storage schemes with peak generation are one of the solutions to cope with high power ramps</p>
 <p>Infrastructure designed to enable cost-efficient grid connection of high volumes of RES and/or reduce RES curtailment</p>	<p>Project for integration of Hydro power plants with pumping</p>

Project Assessment

CBA results

ENTSO-E has assessed the benefits delivered by each project in 2030 and 2040. Projects' benefits must be understood as benefits for Europe as a whole, not for the promoters of the project.

Indicators B1 to B6 were computed by ENTSO-E, while promoters had the possibility to compute and submit project-level benefits (B7 to B9). ENTSO-E's market simulations were performed with the total surplus approach.

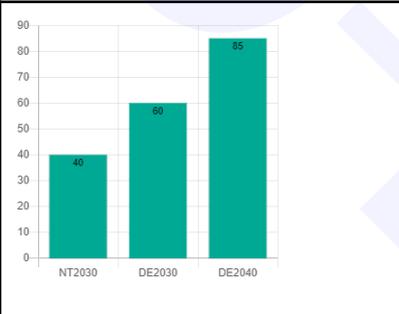
Although this radial project includes additional RES generation to the system on top of the scenario numbers, the respective installation costs of this generation was not taken into account in the assessment. The B1- SEW results must therefore be seen as upper bound of the benefits and might be reduced in future editions of the TYNDP, when these specific costs will be taken into consideration.

Central scenario: National Trends

National Trends is designed to reflect EU member state's National Energy and Climate Plans (NECP) and other long-term strategies. The following tables present results in the ENTSO-E area and in the full study area (ENTSO-E area plus Algeria, Egypt, Israel, Libya, Morocco, Moldova, Malta, Palestine, Tunisia, Turkey, Ukraine and the United Kingdom). Results in the EU area are available at this link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/CBA-results/TYNDP2022_CBA_EU27_all-scenarios.xlsx

	NT2030	Comparison of the average results for National Trends and Distributed Energy	
--	--------	--	--

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the entire area covered by the study	max	43		ENTSO-E assessment
	average	40		
	min	34		
B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the ENTSO-E area	max	41		ENTSO-E assessment
	average	39		
	min	35		

			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>39</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>76</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	39	DE2030	60	DE2040	76	
Scenario	Value											
NT2030	39											
DE2030	60											
DE2040	76											
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	16 13 11	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>13</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>11</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	13	DE2030	25	DE2040	11	ENTSO-E assessment
Scenario	Value											
NT2030	13											
DE2030	25											
DE2040	11											
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	13 11 9	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>11</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	11	DE2030	24	DE2040	11	ENTSO-E assessment
Scenario	Value											
NT2030	11											
DE2030	24											
DE2040	11											
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	39 29 17	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>29</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>58</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>67</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	29	DE2030	58	DE2040	67	ENTSO-E assessment
Scenario	Value											
NT2030	29											
DE2030	58											
DE2040	67											
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	38 29 17	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>29</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>59</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>66</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	29	DE2030	59	DE2040	66	ENTSO-E assessment
Scenario	Value											
NT2030	29											
DE2030	59											
DE2040	66											

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes /	max average min	-160 -192 -233		ENTSO-E assessment
--	-----------------------	----------------------	--	--------------------

year) in the entire area covered by the study	min		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>CO2 Variation (ktonnes/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-182</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-316</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>-92</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	CO2 Variation (ktonnes/year)	NT2030	-182	DE2030	-316	DE2040	-92					
Scenario	CO2 Variation (ktonnes/year)															
NT2030	-182															
DE2030	-316															
DE2040	-92															
B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	max average min	-127 -156 -188	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>CO2 Variation (ktonnes/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-156</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-307</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>-93</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	CO2 Variation (ktonnes/year)	NT2030	-156	DE2030	-307	DE2040	-93	ENTSO-E assessment				
Scenario	CO2 Variation (ktonnes/year)															
NT2030	-156															
DE2030	-307															
DE2040	-93															
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	CO2 price	60€/ton 100€/ton 189€/ton	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>CO2 Price (€/ton)</th> <th>Societal Cost Variation (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>60</td> <td>8</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>100</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>189</td> <td>13</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	CO2 Price (€/ton)	Societal Cost Variation (M€/year)	NT2030	60	8	DE2030	100	7	DE2040	189	13	ENTSO-E assessment
Scenario	CO2 Price (€/ton)	Societal Cost Variation (M€/year)														
NT2030	60	8														
DE2030	100	7														
DE2040	189	13														
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	CO2 price	60€/ton 100€/ton 189€/ton	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>CO2 Price (€/ton)</th> <th>Societal Cost Variation (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>60</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>100</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>189</td> <td>14</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	CO2 Price (€/ton)	Societal Cost Variation (M€/year)	NT2030	60	5	DE2030	100	7	DE2040	189	14	ENTSO-E assessment
Scenario	CO2 Price (€/ton)	Societal Cost Variation (M€/year)														
NT2030	60	5														
DE2030	100	7														
DE2040	189	14														
B2b Annual CO2 variation due to network losses (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	average	10	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Annual CO2 Variation (ktonnes/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>10</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Annual CO2 Variation (ktonnes/year)	NT2030	10	DE2030	10	ENTSO-E assessment						
Scenario	Annual CO2 Variation (ktonnes/year)															
NT2030	10															
DE2030	10															

B2b_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from network simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	CO2 price	60€/ton	0	0	1	189€/ton		ENTSO-E assessment
---	-----------	---------	---	---	---	----------	--	--------------------

B4 Non-CO2 emissions (ton/year) in the entire area covered by the study

B4a Nitrogen oxides average			-190				ENTSO-E assessment
B4b Ammonia average			-18				ENTSO-E assessment
B4c Sulfur dioxide average			-68				ENTSO-E assessment
B4d Particular matter 5 average			-12				ENTSO-E assessment
B4e Particulate matter 10 average			-7				ENTSO-E assessment

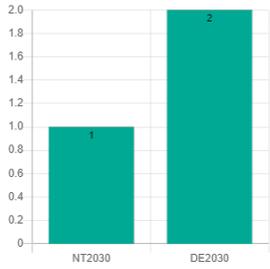
B4f Non-methane volatile organic compounds	average	-6		ENTSO-E assessment

Integration of renewable energy sources

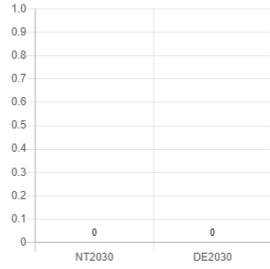
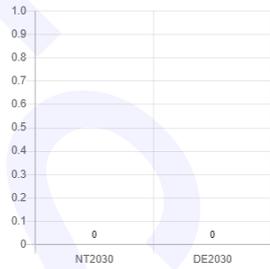
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the entire area covered by the study	max average min	680 516 306		ENTSO-E assessment
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the ENTSO-E area	max average min	661 508 303		ENTSO-E assessment
B3a Connected RES (MW) -		1154	none	ENTSO-E assessment

Impact on grid losses

B5 Variation of network losses (GWh / year) in the ENTSO-E area	average	12	none	ENTSO-E assessment
B5_€ Variation of network losses	average	1		ENTSO-E assessment

monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area		 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>1.0</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>2.0</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	1.0	DE2030	2.0	
Scenario	Value								
NT2030	1.0								
DE2030	2.0								

Security of supply

B6 Annual reduction in Energy Not Served (MWh / year) in the entire area covered by the study	max 0 average 0 min 0	 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	0	DE2030	0	ENTSO-E assessment
Scenario	Value								
NT2030	0								
DE2030	0								
B6_€ Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from reduction in Energy Not Served monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	average 0	 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	0	DE2030	0	ENTSO-E assessment
Scenario	Value								
NT2030	0								
DE2030	0								

Distributed Energy

Distributed Energy is a scenario created in line with the COP21 targets to understand the impact on infrastructure needs against different pathways reducing EU-27 emissions to net-zero by 2050. The following tables present results in the ENTSO-E area and in the full study area (ENTSO-E area plus Algeria, Egypt, Israel, Libya, Morocco, Moldova, Malta, Palestine, Tunisia, Turkey, Ukraine and the United Kingdom). Results in the EU area are available at this link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/CBA-results/TYNDP2022_CBA_EU27_all-scenarios.xlsx

	DE2030	DE2040	
--	--------	--------	--

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the entire area covered by the	min 56 average 60 max 66	80 85 89	ENTSO-E assessment
---	---	----------------	--------------------

study				
B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the ENTSO-E area	min average max	56 60 66	65 76 85	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the entire area covered by the study	min average max	19 25 27	8 11 16	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the ENTSO-E area	min average max	18 24 27	7 11 14	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the entire area covered by the study	min average max	41 58 76	60 67 77	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the ENTSO-E area	min average max	41 59 76	60 66 74	ENTSO-E assessment

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the entire area covered by the study	min average max	-345 -316 -248	-130 -92 -61	ENTSO-E assessment
				ENTSO-E assessment

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	min average max	-345 -307 -233	-117 -93 -58	
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 7 35	3 13 34	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 7 34	3 14 35	ENTSO-E assessment
B2b Annual CO2 variation due to network losses (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	average	10	n/a	ENTSO-E assessment
B2b_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from network simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 0 1	n/a n/a n/a	ENTSO-E assessment

B4 Non-CO2 emissions (ton/year) in the entire area covered by the study

B4a Nitrogen oxides	average	-389	N/A	ENTSO-E assessment
---------------------	---------	------	-----	--------------------

B4b Ammonia average	-42	N/A	ENTSO-E assessment
B4c Sulfur dioxide average	-62	N/A	ENTSO-E assessment
B4d Particular matter 5 average	-29	N/A	ENTSO-E assessment
B4e Particulate matter 10 average	-19	N/A	ENTSO-E assessment
B4f Non-methane volatile organic compounds average	-13	N/A	ENTSO-E assessment

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the entire area covered by the study	min	739	1273	ENTSO-E assessment
	average	887	1443	
	max	1030	1625	
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the ENTSO-E area	min	737	1271	ENTSO-E assessment
	average	890	1416	
	max	1036	1579	
B3a Connected RES (MW) -		1154	1154	ENTSO-E assessment

Impact on grid losses

B5_€ Variation of network losses monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	average	2	n/a	ENTSO-E assessment
--	---------	---	-----	--------------------

Security of supply

B6 Annual reduction in Energy Not Served (MWh / year) in the entire area covered by the study	min	0	N/A	ENTSO-E assessment
	average	0	N/A	
	max	0	N/A	

B6_€ Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from reduction in Energy Not Served monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	min	0	N/A	ENTSO-E assessment
	average	0	N/A	
	max	0	N/A	

Non scenario-dependent indicator(s)

B8.0 Stability (Transient, Voltage and Frequency Stability)	Transient stability	Voltage stability	Frequency stability	
V.Minho -R.Pena-Feira (New AC line)	++	++	0	Qualitative assessment by ENTSO-E based on information on the project technology provided by the project promoter(s). This indicator is not dependent on scenarios or time horizons.

Gas price sensitivity

This sensitivity on the Distributed Energy 2030 scenario considers a gas price of 12.16 euro/GJ (versus 5.91 euro/GJ in Distributed Energy 2030). The following tables present results in the ENTSO-E area and in the full study area (ENTSO-E area plus Algeria, Egypt, Israel, Libya, Morocco, Moldova, Malta, Palestine, Tunisia, Turkey, Ukraine and the United Kingdom). Results in the EU area are available at this link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/CBA-results/TYNDP2022_CBA_EU27_all-scenarios.xlsx

	DE2030GS	
--	----------	--

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the entire area covered by the study	max	107	ENTSO-E assessment
	average	106	
	min	105	
B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the ENTSO-E	max	101	ENTSO-E assessment
	average	96	
	min	87	

area			
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	35 28 21	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	28 24 17	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	75 73 70	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	75 73 70	ENTSO-E assessment

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the entire area covered by the study	max average min	-271 -360 -445	ENTSO-E assessment
B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	max average min	-220 -308 -355	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation	CO2 price 60€/ton 100€/	0 8 40	ENTSO-E assessment

resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	ton 189€/ton		
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 7 34	ENTSO-E assessment

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the entire area covered by the study	max average min	978 934 889	ENTSO-E assessment
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the ENTSO-E area	max average min	978 933 888	ENTSO-E assessment
B3a Connected RES (MW) -		1154	ENTSO-E assessment

Residual impact

Information on the residual impact of the project was provided by the project promoter(s).

Residual environmental impact

Investment	Investment status	Distance (km)	Type of sensitivity
V.Minho -R.Pena-Feira	Under Construction	13	Habitats Directive Birds Directive
		7	Habitats Directive IUCN key biodiversity áreas

Additional information by the project promoter(s)

<https://siaia.apambiente.pt/AIA.aspx?ID=2363>

<https://siaia.apambiente.pt/AIA.aspx?ID=2621>

<https://siaia.apambiente.pt/AIA.aspx?ID=3217>

Residual social impact

Investment	Investment status	Distance (km)	Type of sensitivity
V.Minho -R.Pena-Feira	Under Construction	10	Globally Important Agricultural Heritage Systems (GIAHS)

Other residual impact

The project promoter(s) did not specify anyother residual impact

Project Sheet

Interconnection Portugal-Spain



Project type transmission

Project id 4

Created by

Created on Oct 24, 2023 1:34:56 PM

Index

1 of 24

Key Information	3
Project Description & Context	6
Project Investments	6
Project Costs	8
Transfer capacity increase	9
System Needs addressed by the project	9
Project Assessment	11
CBA results	11
Residual impact	23

Key Information

Cross Border Project Onshore substation New PCI number 2.17 (5th list) In Permitting

Commissioning year estimated by the promoter(s): 2024

Description

In order to reach a complete operational Iberian Electricity Market (MIBEL), and strengthen the Internal Energy Market (IEM), the increase of the interconnection between Spain and Portugal is needed. A new OHL 400kV interconnection between Fontefría (Spain) and Ponte de Lima (Portugal). Internal reinforcements complement the cross border section, such as the axis in Spain between Fontefría and Beariz, in order to be able to connect the crossborder project to the existing network, and in Portugal between Ponte de Lima (previously Viana do Castelo) and Vila Nova de Famalicão (previously Vila do Conde). This project was included in all the PCI list since 2013 (PCI 2.17).

Project promoters

REN and Red Eléctrica

Countries

Spain
Portugal

National development plan(s)

Spanish NDP, " Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica. Periodo 2021-2026", Project Label INT_ESP-POR and Project Sheet in Annex I Page 133 (Main Report in https://www.planificacioneolica.es/sites/webplani/files/2022-04/REE_Plan_Desarrollo.pdf and interactive project map

<https://www.planificacioneolica.es/proyectos>

) & Portuguese Draft NDP 2022-2031 (2021); Main report, Page 13 (

<https://www.erse.pt/media/nx3ittiy/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-relat%C3%B3rio-final.pdf>

); Appendix 11, page 5 (

<https://www.erse.pt/media/kdgjy4jl/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-anexos.pdf>

)

Additional information on the project

Project website

<http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/proyectos-de-interes-comun->

[europeos-pic](#)

;

https://www.ren.pt/en-GB/o_que_fazemos/projetos_interesse_2017/

PCI page – link to EC platform

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

Other links:

Spanish National Development Plan:

https://www.planificacionelectrica.es/sites/webplani/files/2022-04/REE_Plan_Desarrollo.pdf

and its interactive project map platform:

<https://www.planificacionelectrica.es/proyectos>

Portuguese National Development Plan:

<https://www.erse.pt/media/nx3ittiy/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-relat%C3%B3rio-final.pdf>

;

<https://www.erse.pt/media/kdgjy4jl/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-anexos.pdf>

Inter-Governmental agreement (Madrid and Lisbon Declarations)

<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Madrid%20declaration.pdf>

;

https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/lisbon_declaration_energyinterconnections_final.pdf

Constitution of the High Level Group on Interconnections for South West Europe

The High Level Group is responsible to prepare a plan to implement the Madrid Declaration and ensure regular monitoring of progress of the projects and provide adequate technical assistance to the Member states. The group will deal with both gas and electricity infrastructure.

http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-5187_en.htm

XXII Portuguese-Spanish Summit (main conclusions)

Main conclusions from the XXII Portuguese-Spanish summit where both governments agreed to continue working on the definition and routes for two new interconnection in order to reach an interconnection capacity of 3000 MW by 2010 between both countries.

https://www.madrid.embaixadaportugal.mne.pt/images/Declaracao_C3%A7C3%A3o_XXII_Cimeira_Luso-Espanhola.pdf

Project's TYNDP history

This project was part of:



Project sheet backlog

29 July 2022: Publication for public consultation as part of TYNDP 2022 package

18 January 2023: Correction of OPEX

Project Description & Context

Project Investments

Investment ID	Investment name	Main investment of the project	New double circuit 400kV OHL between Beariz (ES) - Fontefria (ES).			
Type of Element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Nominal voltage (kV)	Capacity of the investment [MW]	MVA
18	Beariz (ES) - Fontefria (ES)					
AC transmission line	30	Beariz (ES)	Fontefria (ES)	400	0	
Type of converter	Mvar	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay, reclustering or cancellation	
		In Permitting	06-2024	Delayed	Delays in the Environmental Impact Assessment process	

Investment ID	Investment name	Main investment of the project	New 400kV OHL Fontefria (ES) - Ponte de Lima (PT) - Vila Nova de Famalicão (PT).			
Type of Element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Nominal voltage (kV)	Capacity of the investment [MW]	MVA
496	Fontefria (ES) - Vila Nova de Famalicão (PT)					
AC transmission line	94.71	Fontefria (ES)	Vila Nova de Famalicão (PT) (By Ponte de Lima)	400	0	1499
Type of converter	Mvar	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay, reclustering or cancellation	
		In	06-2024	Delayed	Delays in the	

		Permitting			Environmental Impact Assessment process. Section Vila Nova de Famalicão-Ponte de Lima was commissioned in 2021.	
Investment ID 498	Investment name SE Fontefria 400/220kV	Main investment of the project	New 400kV substation Fontefria (ES), previously O Covelo.			
Type of Element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Nominal voltage (kV)	Capacity of the investment [MW]	MVA
Transformer				400	0	
Type of converter	Mvar	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay, reclustering or cancellation	
		In Permitting	06-2024	Delayed	Delays in the Environmental Impact Assessment process	
Investment ID 499	Investment name Beariz 400kV (ES)	Main investment of the project	New 400kV substation Beariz (ES), previously Boboras			
Type of Element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Nominal voltage (kV)	Capacity of the investment [MW]	MVA
Onshore substation		Beariz (ES)	Beariz (ES)	400	0	
Type of converter	Mvar	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay, reclustering or cancellation	
		In Permitting	06-2024	Delayed	Delays in the Environmental Impact Assessment process	
Investment	Investment	Main	New 400/150kV substation Ponte de Lima (PT),			

ID 500	name Ponte de Lima (PT)	investment of the project	previously V. Castelo.			
Type of Element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Nominal voltage (kV)	Capacity of the investment [MW]	MVA
Onshore substation		Ponte de Lima (PT)	Ponte de Lima (PT)	400	0	
Type of converter	Mvar	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay, reclustering or cancellation	
		In Permitting	06-2024	Delayed	Delays due to correlation with other delayed infrastructure investments.	

Reason for investment clustering

Clustering: the project consists of a set of investments in the same transmission corridor, based on a 400 kV OHL axis linking the substations of Beariz and Fontefría, in Spain, with P. Lima-V. N. Famalicão, in Portugal. These reinforcements are all needed (as they are in series) to achieve the main objectives of the project: reinforcement of the interconnection capacity between Portugal and Spain having in mind the MIBEL targets agreed by the Portuguese and Spanish governments and also to allow Portugal to achieve the 10% interconnection ratio defined by the EC, both contributing for the IEM.

Project Costs

The costs were provided by the project promoter(s).

	CAPEX (Meuro)	Uncertainty range (%)	Sustaining CAPEX (Meuro)	OPEX (Meuro/year)
18. Beariz (ES) - Fontefria (ES)	26.53	10%	0	0.45
496. Fontefria (ES) - Vila Nova de Famalicão (PT)	39.559	10%	0	0.161
498. SE Fontefria 400/220kV	9.04	10%	0	0.22
499. Beariz 400kV (ES)	5.01	10%	0	0.16
500. Ponte de Lima (PT)	10	10%	0	0.054
Total	90.139		0	1.045

Explanation provided by the project promoter on the CAPEX uncertainty range:

18	Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process
496	Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process
498	Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process
499	Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process
500	Uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

Transfer capacity increase

Estimates of the impact of the project on cross-border transfer capacity were provided by project promoters

	Border	A B	B A
Transfer capacity increase (in MW)	Portugal - Spain	800	1500

Assessment modality of the project

The project is included in the 2027 reference grid

The project is included in the 2035 reference grid

System Needs addressed by the project

Project promoter(s) were invited to select up to 4 system needs that are addressed by their project, in a predefined list. Available needs ranged from reduction of price differentials between countries, improvement of system flexibility and stability, enabling cost-efficient connection of high volumes of RES, improvement of voltage stability...

ENTSO-E also performed an identification of System Needs study, indicating where there is space to improve the economic efficiency of the pan-European power system in 2030 and 2040. Where relevant for each project, we publish the needs identified by our study that the project at hand could potentially help to address.

Need	How the project addresses each need (explanation provided by the project promoter(s))
ITEG Infrastructure to tackle a Need identified by one of the European ITEG indicators referring to the 15% interconnection target for 2030:1. Reduce the price differential between EU countries to below 2EUR/MWh.2. Contribute to pushing ratio between nominal transmission capacity and installed RES capacity past 30%.3. Contribute to pushing ratio between nominal transmission	IoSN report shows that for the 2030 NT and 2040NT scenarios the yearly average marginal price difference is higher than the 2€/MWh defined by Interconnection Target Expert Group as threshold for developing new interconnections. In addition, Spanish interconnectors nominal transmission capacity is below 30% of the RES

Need	How the project addresses each need (explanation provided by the project promoter(s))
 capacity and peak load past 30%.	capacity.
 Improve system flexibility and stability e.g. improve system or local ramp rate, improve transient stability or RoCoF to meet system Needs.	The increase of interconnection capacity will be essential to cope with the residual load ramps challenge. The increase of interconnection capacity between countries will allow to exchange the power flows from flexibility sources.
 Infrastructure and/or market design to provide balancing flexibility (e.g. international pooling / sharing of reserves, coordinated development of reserve capacity)	New interconnections with cross border impact can enable the increase of exchange of balancing energy (Welfare savings through exchanging balancing energy and trough imbalance netting). Balancing energy refers to products such as Replacement Reserve (RR), manual and automatic Frequency Regulation Reserve (FRR).
 Infrastructure designed to enable cost-efficient grid connection of high volumes of RES and/or reduce RES curtailment	TYNDP shows a reduction of RES spillage considering the increase of interconnection capacity.

Project Assessment

CBA results

ENTSO-E has assessed the benefits delivered by each project in 2030 and 2040. Projects' benefits must be understood as benefits for Europe as a whole, not for the promoters of the project.

Indicators B1 to B6 were computed by ENTSO-E, while promoters had the possibility to compute and submit project-level benefits (B7 to B9). ENTSO-E's market simulations were performed with the total surplus approach.

Central scenario: National Trends

National Trends is designed to reflect EU member state's National Energy and Climate Plans (NECP) and other long-term strategies. The following tables present results in the ENTSO-E area and in the full study area (ENTSO-E area plus Algeria, Egypt, Israel, Libya, Morocco, Moldova, Malta, Palestine, Tunisia, Turkey, Ukraine and the United Kingdom). Results in the EU area are available at this link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/CBA-results/TYNDP2022_CBA_EU27_all-scenarios.xlsx

	NT2030	Comparison of the average results for National Trends and Distributed Energy	
--	--------	--	--

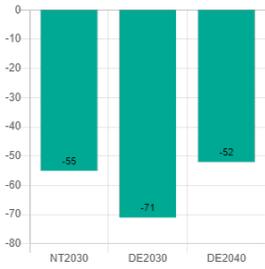
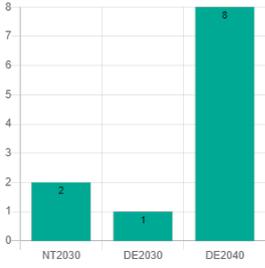
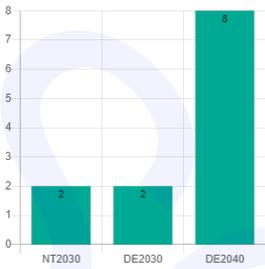
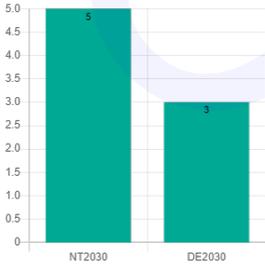
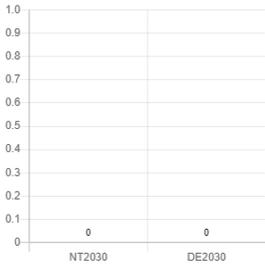
Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	15 11 4	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>SEW Increase (M€ / year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>19</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>38</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	SEW Increase (M€ / year)	NT2030	11	DE2030	19	DE2040	38	ENTSO-E assessment
Scenario	SEW Increase (M€ / year)											
NT2030	11											
DE2030	19											
DE2040	38											
B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	17 10 3	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>SEW Increase (M€ / year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>17</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>37</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	SEW Increase (M€ / year)	NT2030	10	DE2030	17	DE2040	37	ENTSO-E assessment
Scenario	SEW Increase (M€ / year)											
NT2030	10											
DE2030	17											
DE2040	37											
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase	max average min	7 4 1		ENTSO-E assessment								

resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the entire area covered by the study			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>6</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (M€/year)	NT2030	4	DE2030	4	DE2040	6	
Scenario	Value (M€/year)											
NT2030	4											
DE2030	4											
DE2040	6											
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	7 4 0	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>6</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (M€/year)	NT2030	4	DE2030	6	DE2040	6	ENTSO-E assessment
Scenario	Value (M€/year)											
NT2030	4											
DE2030	6											
DE2040	6											
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	10 7 2	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>29</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (M€/year)	NT2030	7	DE2030	18	DE2040	29	ENTSO-E assessment
Scenario	Value (M€/year)											
NT2030	7											
DE2030	18											
DE2040	29											
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	9 6 2	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>29</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (M€/year)	NT2030	6	DE2030	18	DE2040	29	ENTSO-E assessment
Scenario	Value (M€/year)											
NT2030	6											
DE2030	18											
DE2040	29											

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the entire area covered by the study	max average min	-7 -64 -102	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (ktonnes/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-64</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-50</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>-53</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (ktonnes/year)	NT2030	-64	DE2030	-50	DE2040	-53	ENTSO-E assessment
Scenario	Value (ktonnes/year)											
NT2030	-64											
DE2030	-50											
DE2040	-53											
B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	max average min	-2 -55 -106		ENTSO-E assessment								

area		 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Societal cost variation (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-55</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-71</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>-52</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Societal cost variation (M€/year)	NT2030	-55	DE2030	-71	DE2040	-52	
Scenario	Societal cost variation (M€/year)										
NT2030	-55										
DE2030	-71										
DE2040	-52										
<p>B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study</p>	<p>CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton</p> <p>0 2 8</p>	 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Societal cost variation (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>8</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Societal cost variation (M€/year)	NT2030	2	DE2030	1	DE2040	8	ENTSO-E assessment
Scenario	Societal cost variation (M€/year)										
NT2030	2										
DE2030	1										
DE2040	8										
<p>B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area</p>	<p>CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton</p> <p>0 2 7</p>	 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Societal cost variation (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>8</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Societal cost variation (M€/year)	NT2030	2	DE2030	2	DE2040	8	ENTSO-E assessment
Scenario	Societal cost variation (M€/year)										
NT2030	2										
DE2030	2										
DE2040	8										
<p>B2b Annual CO2 variation due to network losses (ktonnes / year) in the ENTSO-E area</p>	<p>average 5</p>	 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Annual CO2 variation (ktonnes/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>3</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Annual CO2 variation (ktonnes/year)	NT2030	5	DE2030	3	ENTSO-E assessment		
Scenario	Annual CO2 variation (ktonnes/year)										
NT2030	5										
DE2030	3										
<p>B2b_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from network simulation monetised (M€ /</p>	<p>CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton</p> <p>0 0 1</p>	 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Societal cost variation (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Societal cost variation (M€/year)	NT2030	0	DE2030	0	ENTSO-E assessment		
Scenario	Societal cost variation (M€/year)										
NT2030	0										
DE2030	0										

year) in the ENTSO-E area									
B4 Non-CO2 emissions (ton/year) in the entire area covered by the study									
B4a Nitrogen oxides average	-116	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Emissions (ton/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-116</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-126</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Emissions (ton/year)	NT2030	-116	DE2030	-126	ENTSO-E assessment
Scenario	Emissions (ton/year)								
NT2030	-116								
DE2030	-126								
B4b Ammonia average	-6	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Emissions (ton/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-6</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-19</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Emissions (ton/year)	NT2030	-6	DE2030	-19	ENTSO-E assessment
Scenario	Emissions (ton/year)								
NT2030	-6								
DE2030	-19								
B4c Sulfur dioxide average	-83	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Emissions (ton/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-83</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>62</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Emissions (ton/year)	NT2030	-83	DE2030	62	ENTSO-E assessment
Scenario	Emissions (ton/year)								
NT2030	-83								
DE2030	62								
B4d Particular matter 5 average	-7	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Emissions (ton/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-7</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-12</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Emissions (ton/year)	NT2030	-7	DE2030	-12	ENTSO-E assessment
Scenario	Emissions (ton/year)								
NT2030	-7								
DE2030	-12								
B4e Particulate matter 10 average	-4	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Emissions (ton/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-4</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-8</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Emissions (ton/year)	NT2030	-4	DE2030	-8	ENTSO-E assessment
Scenario	Emissions (ton/year)								
NT2030	-4								
DE2030	-8								
B4f Non-methane volatile organic average	-2		ENTSO-E assessment						

compounds		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-2</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-5</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	-2	DE2030	-5	
Scenario	Value								
NT2030	-2								
DE2030	-5								

Integration of renewable energy sources

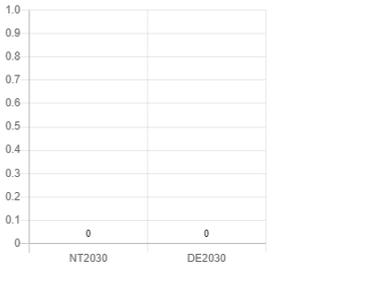
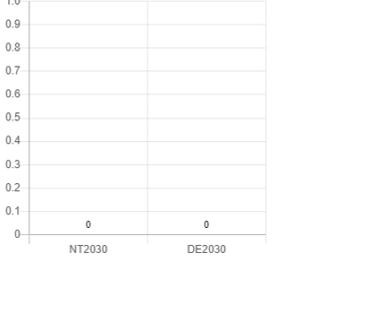
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the entire area covered by the study	max 184 average 120 min 38	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>120</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>306</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>629</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	120	DE2030	306	DE2040	629	ENTSO-E assessment
Scenario	Value										
NT2030	120										
DE2030	306										
DE2040	629										
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the ENTSO-E area	max 168 average 115 min 33	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>115</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>304</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>620</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	115	DE2030	304	DE2040	620	ENTSO-E assessment
Scenario	Value										
NT2030	115										
DE2030	304										
DE2040	620										
B3a Connected RES (MW) -	0	none	ENTSO-E assessment								

Impact on grid losses

B5 Variation of network losses (GWh / year) in the ENTSO-E area	average 0	none	ENTSO-E assessment						
B5_€ Variation of network losses monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	average 1	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	1	DE2030	1	ENTSO-E assessment
Scenario	Value								
NT2030	1								
DE2030	1								

Security of supply

--	--	--	--

B6 Annual reduction in Energy Not Served (MWh / year) in the entire area covered by the study	max average min	0 0 0		ENTSO-E assessment
B6_€ Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from reduction in Energy Not Served monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	average	0		ENTSO-E assessment
	NT2030			
B7.1 Balancing Energy Exchange	+		Qualitative assessment by ENTSO-E, based on the study and values provided by the project promoter(s). ENTSO-E confirms the consistency of the proposed indicator with the CBA Guideline 3.0. <u>About the computation of this indicator by the project promoter(s)</u>	

This indicator was computed based on NT2030 , in a study performed by Red Electrica in 2022. The promoter(s) stated that the submitted value was computed in accordance with the CBA Guideline and explained it as follows:

The results here included have been computed based on the proposed methodology within the 3rd CBA Guideline and in TYNDP2022 Implementation Guidelines to calculate the welfare savings through exchanging balancing energy and imbalance netting

The promoter(s) certified that the values submitted and assessed in the study relate to countries located within the ENTSO-E perimeter only.

Distributed Energy

Distributed Energy is a scenario created in line with the COP21 targets to understand the impact on infrastructure needs against different pathways reducing EU-27 emissions to net-zero by 2050. The following tables present results in the ENTSO-E area and in the full study area (ENTSO-E area plus Algeria, Egypt, Israel, Libya, Morocco, Moldova, Malta, Palestine, Tunisia, Turkey, Ukraine and the United Kingdom). Results in the EU area are available at this link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/CBA-results/TYNDP2022_CBA_EU27_all-scenarios.xlsx

	DE2030	DE2040	
--	--------	--------	--

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the entire area covered by the study	min average max	11 19 29	25 36 49	ENTSO-E assessment
B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the ENTSO-E area	min average max	8 17 27	24 37 50	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the entire area covered by the study	min average max	-1 4 8	3 6 9	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the ENTSO-E area	min average max	3 6 9	3 6 9	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the entire area covered by the study	min average max	13 18 26	23 29 34	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the ENTSO-E area	min average max	13 18 27	22 29 33	ENTSO-E assessment

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the entire area covered by the study	min average max	-106 -50 18	-70 -53 -27	ENTSO-E assessment
B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	min average max	-116 -71 -39	-72 -52 -25	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 1 6	2 8 20	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 2 8	2 8 20	ENTSO-E assessment
B2b Annual CO2 variation due to network losses (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	average	3	n/a	ENTSO-E assessment
B2b_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from network	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 0 0	n/a n/a n/a	ENTSO-E assessment

simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	ton			
---	-----	--	--	--

B4 Non-CO2 emissions (ton/year) in the entire area covered by the study

B4a Nitrogen oxides	average	-126	N/A	ENTSO-E assessment
B4b Ammonia	average	-19	N/A	ENTSO-E assessment
B4c Sulfur dioxide	average	62	N/A	ENTSO-E assessment
B4d Particular matter 5	average	-12	N/A	ENTSO-E assessment
B4e Particulate matter 10	average	-8	N/A	ENTSO-E assessment
B4f Non-methane volatile organic compounds	average	-5	N/A	ENTSO-E assessment

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the entire area covered by the study	min average max	213 306 464	508 629 717	ENTSO-E assessment
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the ENTSO-E area	min average max	204 304 469	482 620 713	ENTSO-E assessment
B3a Connected RES (MW) -		0	0	ENTSO-E assessment

Impact on grid losses

B5_€ Variation of network losses monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	average	1	n/a	ENTSO-E assessment
--	---------	---	-----	--------------------

Security of supply

B6 Annual reduction in Energy Not Served (MWh / year) in the entire area covered by the study	min average max	0 0 0	N/A N/A N/A	ENTSO-E assessment
B6_€ Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from reduction in Energy Not Served monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	min average max	0 0 0	N/A N/A N/A	ENTSO-E assessment
		DE2030	DE2040	
B7.1 Balancing Energy Exchange		+		Qualitative assessment by ENTSO-E, based on the study and values provided by the project promoter(s). ENTSO-E confirms the consistency of the proposed indicator with the CBA Guideline 3.0. <u>About the computation of this indicator by the project promoter(s)</u>

This indicator was computed based on DE2030, in a study performed by Red Electrica in 2022. The promoter(s) stated that the submitted value was computed in accordance with the CBA Guideline and explained it as follows:

The results here included have been computed based on the proposed methodology within the 3rd CBA Guideline and in TYNDP2022 Implementation Guidelines to calculate the welfare savings through exchanging balancing energy and imbalance netting

The promoter(s) certified that the values submitted and assessed in the study relate to countries located within the ENTSO-E perimeter only.

Non scenario-dependent indicator(s)

B8.0 Stability (Transient, Voltage and Frequency Stability)	Transient stability	Voltage stability	Frequency stability	
Beariz (ES) - Fontefria (ES) (New AC line)	++	++	0	Qualitative assessment by ENTSO-E based on information on the project technology provided by the project promoter(s). This indicator is not dependent on

B8.0 Stability (Transient, Voltage and Frequency Stability)	Transient stability	Voltage stability	Frequency stability	
				scenarios or time horizons.
Fontefria (ES) - Vila Nova de Famalicão (PT) (New AC line)	++	++	0	

Gas price sensitivity

This sensitivity on the Distributed Energy 2030 scenario considers a gas price of 12.16 euro/GJ (versus 5.91 euro/GJ in Distributed Energy 2030). The following tables present results in the ENTSO-E area and in the full study area (ENTSO-E area plus Algeria, Egypt, Israel, Libya, Morocco, Moldova, Malta, Palestine, Tunisia, Turkey, Ukraine and the United Kingdom). Results in the EU area are available at this link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/CBA-results/TYNDP2022_CBA_EU27_all-scenarios.xlsx

	DE2030GS	

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	47 35 25	ENTSO-E assessment
B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	48 35 25	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	13 9 6	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	16 10 5	ENTSO-E assessment

B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	28 19 9	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	29 19 9	ENTSO-E assessment

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the entire area covered by the study	max average min	-75 -118 -168	ENTSO-E assessment
B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	max average min	-58 -129 -202	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 3 13	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ /	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 3 14	ENTSO-E assessment

year) in the ENTSO-E area		
------------------------------	--	--

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the entire area covered by the study	max average min	359 240 116	ENTSO-E assessment
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the ENTSO-E area	max average min	363 240 110	ENTSO-E assessment
B3a Connected RES (MW) -		0	ENTSO-E assessment

Residual impact

Information on the residual impact of the project was provided by the project promoter(s).

Residual environmental impact

Investment	Investment status	Distance (km)	Type of sensitivity
Fontefria (ES) - Vila Nova de Famalicão (PT)	In Permitting	0.5	Habitats Directive (92/43/EEC)
		29	
		3	Habitats Directive (92/43/EEC)

Additional information by the project promoter(s)

Fontefria (ES) - Vila Nova de Famalicão (PT)

0.5 km: <https://natura2000.eea.europa.eu/Natura2000/SDF.aspx?site=ES1140007>

3 km: Programa Man & Biosphere (Biosphere Reserve Gerês-Xurê|Transition area) (<https://siaia.apambiente.pt/AIA.aspx?ID=3295>)

Residual social impact

Investment	Investment status	Distance (km)	Type of sensitivity
Fontefria (ES) - Vila Nova de Famalicão (PT)	In Permitting	1	Sensitivity regarding population density - Land that is close to densely populated areas

Additional information by the project promoter(s)

https://www.ree.es/sites/default/files/04_SOSTENIBILIDAD/Documentos/tramitacion_ambiental/EIA/Documento%20S%C3%ADntesis%20SE.%20Beariz%20400%20kV.pdf

Other residual impact

The project promoter(s) did not specify any other residual impact

Project Sheet

Integration of RES in Alentejo



Project type transmission

Project id 85

Created by

Created on Oct 24, 2023 1:34:59 PM

Index

1 of 19

Key Information	3
Project Description & Context	5
Project Investments	5
Project Costs	6
Transfer capacity increase	7
System Needs addressed by the project	7
Project Assessment	8
CBA results	8
Residual impact	19

Key Information

Internal Project Onshore substation Mostly Upgrade In Permitting

Commissioning year estimated by the promoter(s): 2022

Description

The main objective of this project consists in introducing the network reinforcements that are needed to allow the connection of new RES generation (mostly solar but also some wind) that is foreseen for the south region of Portugal, where the solar potential is considerably high. The project includes two new 400 kV OHL that will constitute a new axis between F. Alentejo-Ourique-Tavira substations. It is also included the expansion of the Ourique substation to include the 400 kV voltage level and a new 400KV OHL Alqueva-Divor.

Project promoters

Rede Elétrica Nacional

Countries

Portugal

National development plan(s)

NDP 1, Portugal, Draft NDP 2022-2031 (2021); Main report, Page 13 (<https://www.erse.pt/media/nx3ittiy/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-relat%C3%B3rio-final.pdf>); Apendix 11, page 5 (<https://www.erse.pt/media/kdgjy4jl/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-anexos.pdf>)

Additional information on the project

Portuguese National Development Plan:

<https://www.erse.pt/media/nx3ittiy/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-relat%C3%B3rio-final.pdf>;
<https://www.erse.pt/media/kdgjy4jl/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-anexos.pdf>

Video:

<https://www.youtube.com/watch?v=RihzW55870c>

Project's TYNDP history

This project was part of:



Project sheet backlog

29 July 2022: Publication for public consultation as part of TYNDP 2022 package

Project Description & Context

Project Investments

Investment ID 779	Investment name F.Alentejo-Ourique-Tavira	Main investment of the project	New double-circuit 400+150 kV OHL F. Alentejo-Ourique-Tavira. The realization of this connection can take advantage of some already existing 150kV single lines, which can be reconstructed as double circuit line 400+150kV.			
Type of Element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Nominal voltage (kV)	Capacity of the investment [MW]	MVA
AC transmission line	122	F. Alentejo (by Ourique)	Tavira (by Ourique)	400	0	1546
Type of converter	Mvar	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay, reclustering or cancellation	
		In Permitting	02-2023	Investment on time		
Investment ID 780	Investment name Extension of Ourique substation	Main investment of the project	Extension of existing Ourique substation to include 400 kV facilities.			
Type of Element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Nominal voltage (kV)	Capacity of the investment [MW]	MVA
Onshore substation		Ourique (PT)	-	400	0	
Type of converter	Mvar	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay, reclustering or cancellation	
		In Permitting	02-2023	Investment on time		
Investment ID 1670	Investment name Alqueva-	New 75 km single-circuit 400 kV OHL Alqueva-Divor.				

Type of Element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Nominal voltage (kV)	Capacity of the investment [MW]	MVA
AC transmission line	75	Alqueva	Divor	400		1546
Type of converter	Mvar	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay, reclustering or cancellation	
		Planned But Not Yet Permitting	12-2023	Investment on time		

Reason for investment clustering

Clustering: the project consists of a new axis connecting Ferreira do Alentejo and Tavira substations, passing through an intermediate substation (Ourique) that will need to be expanded to include the 400 kV voltage level. All these investments are in series so a lack of any of them will not allow to get the desired GTC increase of the project. Also a new 400 OHL Alqueva-Divor is included in this cluster in order to increase and allow the maximum utilization of the potential of the main investment.

Project Costs

The project costs were provided by the project promoter(s).

	CAPEX (Meuro)	Uncertainty range (%)	Sustaining CAPEX (Meuro)	OPEX (Meuro/year)
779. F.Alentejo-Ourique-Tavira	60	±10%	0	0.089
780. Extension of Ourique substation	3.9	±10%	0	0.026
1670. Alqueva-Divor	22	±10%	0	0.066
Total	85.9		0	0.181

Explanation provided by the project promoter on the CAPEX uncertainty range:

779 Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

780 Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

1670 Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

Transfer capacity increase

Estimates of the impact of the project on transfer capacity were provided by project promoters

	Border	A B	B A
Transfer capacity increase (in MW)	Internal (Portugal)	1000	1000

Assessment modality of the project

The project is included in the 2027 reference grid

The project is included in the 2035 reference grid

System Needs addressed by the project

Project promoter(s) were invited to select up to 4 system needs that are addressed by their project, in a predefined list. Available needs ranged from reduction of price differentials between countries, improvement of system flexibility and stability, enabling cost-efficient connection of high volumes of RES, improvement of voltage stability...

ENTSO-E also performed an identification of System Needs study, indicating where there is space to improve the economic efficiency of the pan-European power system in 2030 and 2040. Where relevant for each project, we publish the needs identified by our study that the project at hand could potentially help to address.

Need	How the project addresses each need (explanation provided by the project promoter(s))
 <p>Infrastructure to facilitate and accommodate future scenarios, cross-border flows or loop flows.</p>	TYNDP 2018 and 2020 System Needs study showed high level of congestion in the network resulting from the integration of RES (mainly Solar) in the south of Portugal where the solar potential is considerably high.
 <p>Infrastructure designed to enable cost-efficient grid connection of high volumes of RES and/or reduce RES curtailment</p>	Project for integration of RES (mainly Solar).

Project Assessment

CBA results

ENTSO-E has assessed the benefits delivered by each project in 2030 and 2040. Projects' benefits must be understood as benefits for Europe as a whole, not for the promoters of the project.

Indicators B1 to B6 were computed by ENTSO-E, while promoters had the possibility to compute and submit project-level benefits (B7 to B9). ENTSO-E's market simulations were performed with the total surplus approach.

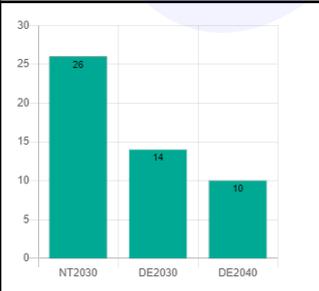
Although this radial project includes additional RES generation to the system on top of the scenario numbers, the respective installation costs of this generation was not taken into account in the assessment. The B1- SEW results must therefore be seen as upper bound of the benefits and might be reduced in future editions of the TYNDP, when these specific costs will be taken into consideration.

Central scenario: National Trends

National Trends is designed to reflect EU member state's National Energy and Climate Plans (NECP) and other long-term strategies. The following tables present results in the ENTSO-E area and in the full study area (ENTSO-E area plus Algeria, Egypt, Israel, Libya, Morocco, Moldova, Malta, Palestine, Tunisia, Turkey, Ukraine and the United Kingdom). Results in the EU area are available at this link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/CBA-results/TYNDP2022_CBA_EU27_all-scenarios.xlsx

	NT2030	Comparison of the average results for National Trends and Distributed Energy	
--	--------	--	--

Increase in socio-economic welfare

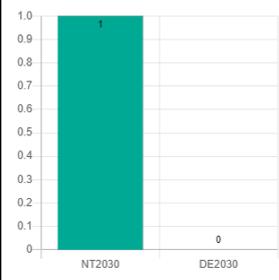
B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the entire area covered by the study	max	35		ENTSO-E assessment
	average	26		
B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the ENTSO-E area	max	36		ENTSO-E assessment
	average	26		
	min	16		

			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Welfare Increase (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>26</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>14</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>10</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Welfare Increase (M€/year)	NT2030	26	DE2030	14	DE2040	10	
Scenario	Welfare Increase (M€/year)											
NT2030	26											
DE2030	14											
DE2040	10											
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	7 6 2	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Welfare Increase (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Welfare Increase (M€/year)	NT2030	6	DE2030	1	DE2040	1	ENTSO-E assessment
Scenario	Welfare Increase (M€/year)											
NT2030	6											
DE2030	1											
DE2040	1											
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the ENTISO-E area	max average min	7 4 2	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Welfare Increase (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Welfare Increase (M€/year)	NT2030	4	DE2030	4	DE2040	0	ENTSO-E assessment
Scenario	Welfare Increase (M€/year)											
NT2030	4											
DE2030	4											
DE2040	0											
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	43 34 29	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Welfare Increase (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>34</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>23</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>7</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Welfare Increase (M€/year)	NT2030	34	DE2030	23	DE2040	7	ENTSO-E assessment
Scenario	Welfare Increase (M€/year)											
NT2030	34											
DE2030	23											
DE2040	7											
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the ENTISO-E area	max average min	43 34 28	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Welfare Increase (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>34</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>23</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>7</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Welfare Increase (M€/year)	NT2030	34	DE2030	23	DE2040	7	ENTSO-E assessment
Scenario	Welfare Increase (M€/year)											
NT2030	34											
DE2030	23											
DE2040	7											

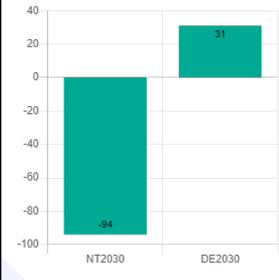
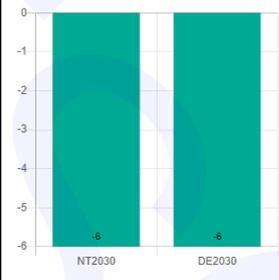
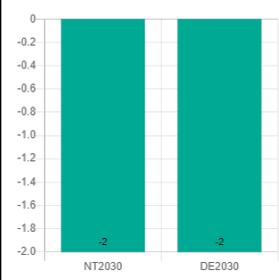
Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes /	max average min	-32 -81 -102		ENTSO-E assessment
--	-----------------------	--------------------	--	--------------------

year) in the entire area covered by the study	min		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Annual CO2 variation (ktonnes/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-51</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-15</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>-9</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Annual CO2 variation (ktonnes/year)	NT2030	-51	DE2030	-15	DE2040	-9		
Scenario	Annual CO2 variation (ktonnes/year)												
NT2030	-51												
DE2030	-15												
DE2040	-9												
B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	max average min	-27 -57 -94	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Annual CO2 variation (ktonnes/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-57</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-46</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>-2</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Annual CO2 variation (ktonnes/year)	NT2030	-57	DE2030	-46	DE2040	-2	ENTSO-E assessment	
Scenario	Annual CO2 variation (ktonnes/year)												
NT2030	-57												
DE2030	-46												
DE2040	-2												
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	CO2 price	60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 2 10	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Annual Societal cost variation (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Annual Societal cost variation (M€/year)	NT2030	2	DE2030	0	DE2040	1	ENTSO-E assessment
Scenario	Annual Societal cost variation (M€/year)												
NT2030	2												
DE2030	0												
DE2040	1												
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	CO2 price	60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 2 7	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Annual Societal cost variation (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Annual Societal cost variation (M€/year)	NT2030	2	DE2030	1	DE2040	0	ENTSO-E assessment
Scenario	Annual Societal cost variation (M€/year)												
NT2030	2												
DE2030	1												
DE2040	0												
B2b Annual CO2 variation due to network losses (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	average	41	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Annual CO2 variation due to network losses (ktonnes/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>41</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>19</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Annual CO2 variation due to network losses (ktonnes/year)	NT2030	41	DE2030	19	ENTSO-E assessment			
Scenario	Annual CO2 variation due to network losses (ktonnes/year)												
NT2030	41												
DE2030	19												

B2b_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from network simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 1 5		ENTSO-E assessment
---	--	-------------	--	--------------------

B4 Non-CO2 emissions (ton/year) in the entire area covered by the study

B4a Nitrogen oxides average		-94		ENTSO-E assessment
B4b Ammonia average		-6		ENTSO-E assessment
B4c Sulfur dioxide average		-101		ENTSO-E assessment
B4d Particular matter 5	average	-2		ENTSO-E assessment
B4e Particulate matter 10	average	-1		ENTSO-E assessment

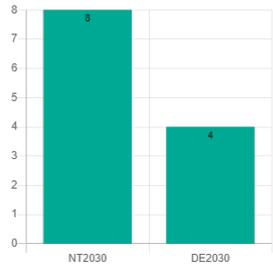
			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-1</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-1</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	-1	DE2030	-1	
Scenario	Value									
NT2030	-1									
DE2030	-1									
B4f Non-methane volatile organic compounds	average	-2	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-2</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-2</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	-2	DE2030	-2	ENTSO-E assessment
Scenario	Value									
NT2030	-2									
DE2030	-2									

Integration of renewable energy sources

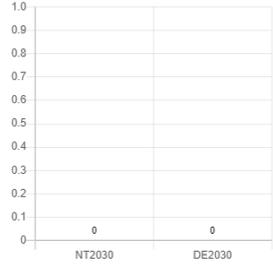
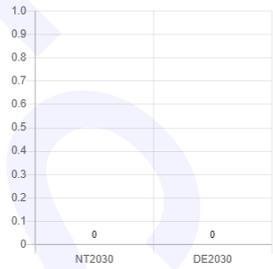
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the entire area covered by the study	max average min	757 611 541	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>611</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>394</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>147</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	611	DE2030	394	DE2040	147	ENTSO-E assessment
Scenario	Value											
NT2030	611											
DE2030	394											
DE2040	147											
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the ENTSO-E area	max average min	759 607 526	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>607</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>395</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>150</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	607	DE2030	395	DE2040	150	ENTSO-E assessment
Scenario	Value											
NT2030	607											
DE2030	395											
DE2040	150											
B3a Connected RES (MW) -		442	none	ENTSO-E assessment								

Impact on grid losses

B5 Variation of network losses (GWh / year) in the ENTSO-E area	average	218	none	ENTSO-E assessment
B5_€ Variation of network losses	average	8		ENTSO-E assessment

monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area		 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (M€ / year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>8</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>4</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (M€ / year)	NT2030	8	DE2030	4	
Scenario	Value (M€ / year)								
NT2030	8								
DE2030	4								

Security of supply

B6 Annual reduction in Energy Not Served (MWh / year) in the entire area covered by the study	max 0 average 0 min 0	 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (MWh / year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (MWh / year)	NT2030	0	DE2030	0	ENTSO-E assessment
Scenario	Value (MWh / year)								
NT2030	0								
DE2030	0								
B6_€ Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from reduction in Energy Not Served monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	average 0	 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (M€ / year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (M€ / year)	NT2030	0	DE2030	0	ENTSO-E assessment
Scenario	Value (M€ / year)								
NT2030	0								
DE2030	0								

Distributed Energy

Distributed Energy is a scenario created in line with the COP21 targets to understand the impact on infrastructure needs against different pathways reducing EU-27 emissions to net-zero by 2050. The following tables present results in the ENTSO-E area and in the full study area (ENTSO-E area plus Algeria, Egypt, Israel, Libya, Morocco, Moldova, Malta, Palestine, Tunisia, Turkey, Ukraine and the United Kingdom). Results in the EU area are available at this link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/CBA-results/TYNDP2022_CBA_EU27_all-scenarios.xlsx

	DE2030	DE2040	
--	--------	--------	--

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the entire area covered by the	min 8 average 14 max 19	6 10 15	ENTSO-E assessment
---	-------------------------------	---------------	--------------------

study				
B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the ENTSO-E area	min average max	10 14 20	5 10 15	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the entire area covered by the study	min average max	-1 1 4	-1 1 3	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the ENTSO-E area	min average max	2 4 5	-1 0 3	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the entire area covered by the study	min average max	16 23 29	4 7 10	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the ENTSO-E area	min average max	17 23 28	3 7 10	ENTSO-E assessment

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the entire area covered by the study	min average max	-53 -15 16	-28 -9 4	ENTSO-E assessment
				ENTSO-E assessment

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	min average max	-65 -46 -31	-21 -2 11	
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 0 2	0 1 3	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 1 5	0 0 1	ENTSO-E assessment
B2b Annual CO2 variation due to network losses (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	average	19	n/a	ENTSO-E assessment
B2b_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from network simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 0 2	n/a n/a n/a	ENTSO-E assessment

B4 Non-CO2 emissions (ton/year) in the entire area covered by the study

B4a Nitrogen oxides	average	31	N/A	ENTSO-E assessment
---------------------	---------	----	-----	--------------------

B4b Ammonia average	-6	N/A	ENTSO-E assessment
B4c Sulfur dioxide average	144	N/A	ENTSO-E assessment
B4d Particular matter 5 average	-2	N/A	ENTSO-E assessment
B4e Particulate matter 10 average	-1	N/A	ENTSO-E assessment
B4f Non-methane volatile organic compounds average	-2	N/A	ENTSO-E assessment

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the entire area covered by the study	min	288	75	ENTSO-E assessment
	average	394	147	
	max	501	208	
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the ENTSO-E area	min	301	63	ENTSO-E assessment
	average	395	150	
	max	502	207	
B3a Connected RES (MW) -	700	700	ENTSO-E assessment	

Impact on grid losses

B5_€ Variation of network losses monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	average	4	n/a	ENTSO-E assessment
--	---------	---	-----	--------------------

Security of supply

B6 Annual reduction in Energy Not Served (MWh / year) in the entire area covered by the study	min	0	N/A	ENTSO-E assessment
	average	0	N/A	
	max	0	N/A	

B6_€ Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from reduction in Energy Not Served monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	min	0	N/A	ENTSO-E assessment
	average	0	N/A	
	max	0	N/A	

Gas price sensitivity

This sensitivity on the Distributed Energy 2030 scenario considers a gas price of 12.16 euro/GJ (versus 5.91 euro/GJ in Distributed Energy 2030). The following tables present results in the ENTSO-E area and in the full study area (ENTSO-E area plus Algeria, Egypt, Israel, Libya, Morocco, Moldova, Malta, Palestine, Tunisia, Turkey, Ukraine and the United Kingdom). Results in the EU area are available at this link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/CBA-results/TYNDP2022_CBA_EU27_all-scenarios.xlsx

	DE2030GS	
--	----------	--

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	23 19 13	ENTSO-E assessment
B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	24 16 8	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	7 4 0	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year)	max average min	7 3 0	ENTSO-E assessment

in the ENTSO-E area			
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the entire area covered by the study	max	42	ENTSO-E assessment
	average	39	
	min	37	
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the ENTSO-E area	max	42	ENTSO-E assessment
	average	39	
	min	37	

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the entire area covered by the study	max	-5	ENTSO-E assessment	
	average	-50		
	min	-88		
B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	max	5	ENTSO-E assessment	
	average	-33		
	min	-86		
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	CO2 price	60€/ton	0	ENTSO-E assessment
		100€/ton	1	
		189€/ton	6	
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market	CO2 price	60€/ton	0	ENTSO-E assessment
		100€/ton	1	
		189€/ton	4	

simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	ton		
--	-----	--	--

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the entire area covered by the study	max average min	545 505 480	ENTSO-E assessment
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the ENTSO-E area	max average min	552 505 478	ENTSO-E assessment
B3a Connected RES (MW) -		700	ENTSO-E assessment

Residual impact

Information on the residual impact of the project was provided by the project promoter(s).

Residual environmental impact

Investment	Investment status	Distance (km)	Type of sensitivity
F.Alentejo-Ourique-Tavira	In Permitting	11	RAMSAR site

Residual social impact

The project promoter(s) did not specify any social residual impact

Other residual impact

The project promoter(s) did not specify any other residual impact

Project Sheet

New RES at Minho region



Project type transmission

Project id 1129

Created by

Created on Oct 24, 2023 1:35:02 PM

Index

1 of 17

Key Information	3
Project Description & Context	4
Project Investments	4
Project Costs	4
Transfer capacity increase	5
System Needs addressed by the project	5
Project Assessment	6
CBA results	6
Residual impact	17

Key Information

Internal Project

AC transmission line

Mostly New

PCI number 2.16.1 (5th list)

Planned But Not Yet Permitting

Commissioning year estimated by the promoter(s): 2029

Description

This project creates conditions for the connection of additional RES in Minho region, where the RES potential is high, and contributes to the maintenance of NTC values between PT and ES.

Project promoters

Rede Elétrica Nacional

Countries

Portugal

National development plan(s)

NDP 1, Portugal, Draft NDP 2022-2031 (2021); Main report, Page 13 (<https://www.erse.pt/media/nx3ittiy/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-relat%C3%B3rio-final.pdf>); Apendix 11, page 5 (<https://www.erse.pt/media/kdgjy4jl/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-anexos.pdf>)

Additional information on the project

Project's TYNDP history

This project was part of:



Related projects

P.1

Project sheet backlog

29 July 2022: Publication for public consultation as part of TYNDP 2022 package

Project Description & Context

Project Investments

Investment ID	Investment name	Main investment of the project	New double circuit Pedralva (PT) - Sobrado (PT) 400kV OHL, (only one circuit installed in a first step).			
2	Pedralva-Sobrado					
Type of Element	Total route length (km)	From substation 1	To substation 2	Nominal voltage (kV)	Capacity of the investment [MW]	MVA
AC transmission line	67	Pedralva (PT)	Sobrado (PT)	400	0	1631
Type of converter	Mvar	Present status	Commissioning year	Progress of the investment	Explanation in case of delay, reclustering or cancellation	
		Planned But Not Yet Permitting	12-2029	Rescheduled	Due to increasing difficulties in the identification of feasible corridors with acceptable environmental and social impact, it was decided to reassess the project and its configuration considering the new network developments in the region and the update on the expected generation and demand evolution.	

Project Costs

Information on costs was provided by the project promoter.

	CAPEX (Meuro)	Uncertainty range (%)	Sustaining CAPEX (Meuro)	OPEX (Meuro/year)
2. Pedralva-Sobrado	29.1	±10%	0	0.068

	CAPEX (Meuro)	Uncertainty range (%)	Sustaining CAPEX (Meuro)	OPEX (Meuro/year)
Total	29.1		0	0.068

Explanation provided by the project promoter on the CAPEX uncertainty range:

- Due to uncertainty regarding extra costs due to safety, environmental or legal requirements imposed during permit grating process

Transfer capacity increase

Estimates of the impact of the project on transfer capacity were provided by project promoters

	Border	A B	B A
Transfer capacity increase (in MW)	Internal (Portugal)	400	400

Assessment modality of the project

The project is included in the 2027 reference grid

The project is included in the 2035 reference grid

System Needs addressed by the project

Project promoter(s) were invited to select up to 4 system needs that are addressed by their project, in a predefined list. Available needs ranged from reduction of price differentials between countries, improvement of system flexibility and stability, enabling cost-efficient connection of high volumes of RES, improvement of voltage stability...

ENTSO-E also performed an identification of System Needs study, indicating where there is space to improve the economic efficiency of the pan-European power system in 2030 and 2040. Where relevant for each project, we publish the needs identified by our study that the project at hand could potentially help to address.

Need	How the project addresses each need (explanation provided by the project promoter(s))
 <p>Infrastructure to facilitate and accommodate future scenarios, cross-border flows or loop flows.</p>	Internal studies showed high level of congestion in the network resulting from the integration of RES (wind and Solar) where the RES potential is considerably high.
 <p>Infrastructure designed to enable cost-efficient grid connection of high volumes of RES and/or reduce RES curtailment</p>	Project for integration of RES (Wind and Solar).

Project Assessment

CBA results

ENTSO-E has assessed the benefits delivered by each project in 2030 and 2040. Projects' benefits must be understood as benefits for Europe as a whole, not for the promoters of the project.

Indicators B1 to B6 were computed by ENTSO-E, while promoters had the possibility to compute and submit project-level benefits (B7 to B9). ENTSO-E's market simulations were performed with the total surplus approach.

Central scenario: National Trends

National Trends is designed to reflect EU member state's National Energy and Climate Plans (NECP) and other long-term strategies. The following tables present results in the ENTSO-E area and in the full study area (ENTSO-E area plus Algeria, Egypt, Israel, Libya, Morocco, Moldova, Malta, Palestine, Tunisia, Turkey, Ukraine and the United Kingdom). Results in the EU area are available at this link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/CBA-results/TYNDP2022_CBA_EU27_all-scenarios.xlsx

	NT2030	Comparison of the average results for National Trends and Distributed Energy	
--	--------	--	--

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	47 44 40	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>SEW Increase (M€ / year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>44</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>29</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>23</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	SEW Increase (M€ / year)	NT2030	44	DE2030	29	DE2040	23	ENTSO-E assessment
Scenario	SEW Increase (M€ / year)											
NT2030	44											
DE2030	29											
DE2040	23											
B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	47 43 38	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>SEW Increase (M€ / year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>43</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>27</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>22</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	SEW Increase (M€ / year)	NT2030	43	DE2030	27	DE2040	22	ENTSO-E assessment
Scenario	SEW Increase (M€ / year)											
NT2030	43											
DE2030	27											
DE2040	22											
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase	max average min	13 11 10		ENTSO-E assessment								

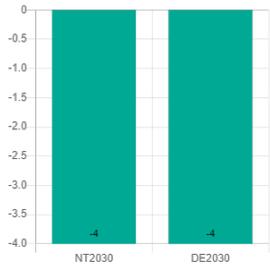
resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the entire area covered by the study			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (M€/year)	NT2030	11	DE2030	6	DE2040	1	
Scenario	Value (M€/year)											
NT2030	11											
DE2030	6											
DE2040	1											
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	11 9 8	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>9</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (M€/year)	NT2030	9	DE2030	7	DE2040	1	ENTSO-E assessment
Scenario	Value (M€/year)											
NT2030	9											
DE2030	7											
DE2040	1											
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	52 49 45	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>49</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>34</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>21</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (M€/year)	NT2030	49	DE2030	34	DE2040	21	ENTSO-E assessment
Scenario	Value (M€/year)											
NT2030	49											
DE2030	34											
DE2040	21											
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	52 49 45	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>49</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>34</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>23</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (M€/year)	NT2030	49	DE2030	34	DE2040	23	ENTSO-E assessment
Scenario	Value (M€/year)											
NT2030	49											
DE2030	34											
DE2040	23											

Reduction of CO2 and GHG emissions

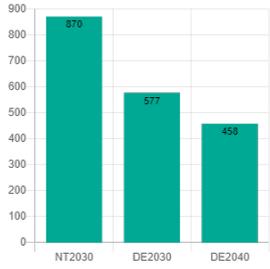
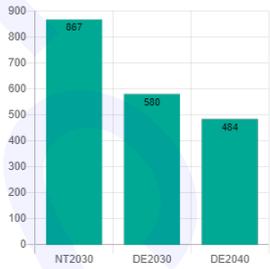
B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the entire area covered by the study	max average min	-144 -156 -179	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (ktonnes/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-156</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-76</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>-11</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (ktonnes/year)	NT2030	-156	DE2030	-76	DE2040	-11	ENTSO-E assessment
Scenario	Value (ktonnes/year)											
NT2030	-156											
DE2030	-76											
DE2040	-11											
B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	max average min	-112 -130 -164		ENTSO-E assessment								

<p>area</p>			
<p>B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study</p>	<p>CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton</p> <p>0 5 19</p>		<p>ENTSO-E assessment</p>
<p>B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area</p>	<p>CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton</p> <p>0 4 15</p>		<p>ENTSO-E assessment</p>
<p>B2b Annual CO2 variation due to network losses (ktonnes / year) in the ENTSO-E area</p>	<p>average 14</p>		<p>ENTSO-E assessment</p>
<p>B2b_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from network simulation monetised (M€ /</p>	<p>CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton</p> <p>0 0 2</p>		<p>ENTSO-E assessment</p>

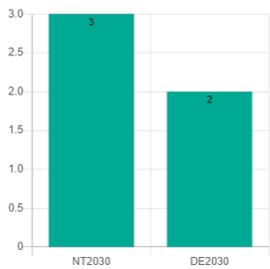
year) in the ENTSO-E area									
B4 Non-CO2 emissions (ton/year) in the entire area covered by the study									
B4a Nitrogen oxides average	-128	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Emissions (ton/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-128</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-85</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Emissions (ton/year)	NT2030	-128	DE2030	-85	ENTSO-E assessment
Scenario	Emissions (ton/year)								
NT2030	-128								
DE2030	-85								
B4b Ammonia average	-14	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Emissions (ton/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-14</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-14</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Emissions (ton/year)	NT2030	-14	DE2030	-14	ENTSO-E assessment
Scenario	Emissions (ton/year)								
NT2030	-14								
DE2030	-14								
B4c Sulfur dioxide average	-17	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Emissions (ton/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-17</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>50</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Emissions (ton/year)	NT2030	-17	DE2030	50	ENTSO-E assessment
Scenario	Emissions (ton/year)								
NT2030	-17								
DE2030	50								
B4d Particular matter 5 average	-9	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Emissions (ton/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-9</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-8</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Emissions (ton/year)	NT2030	-9	DE2030	-8	ENTSO-E assessment
Scenario	Emissions (ton/year)								
NT2030	-9								
DE2030	-8								
B4e Particulate matter 10 average	-5	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Emissions (ton/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-5</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-5</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Emissions (ton/year)	NT2030	-5	DE2030	-5	ENTSO-E assessment
Scenario	Emissions (ton/year)								
NT2030	-5								
DE2030	-5								
B4f Non-methane volatile organic average	-4		ENTSO-E assessment						

compounds		 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>-4</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>-4</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value	NT2030	-4	DE2030	-4	
Scenario	Value								
NT2030	-4								
DE2030	-4								

Integration of renewable energy sources

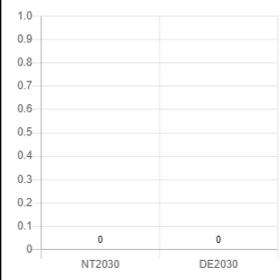
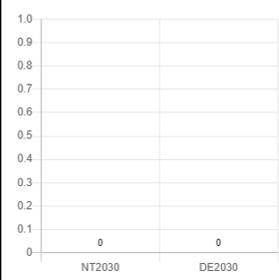
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the entire area covered by the study	max average min	904 870 829	 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (GWh/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>870</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>577</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>458</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (GWh/year)	NT2030	870	DE2030	577	DE2040	458	ENTSO-E assessment
Scenario	Value (GWh/year)											
NT2030	870											
DE2030	577											
DE2040	458											
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the ENTSO-E area	max average min	901 867 826	 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (GWh/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>867</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>580</td> </tr> <tr> <td>DE2040</td> <td>484</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (GWh/year)	NT2030	867	DE2030	580	DE2040	484	ENTSO-E assessment
Scenario	Value (GWh/year)											
NT2030	867											
DE2030	580											
DE2040	484											
B3a Connected RES (MW) -		400	none	ENTSO-E assessment								

Impact on grid losses

B5 Variation of network losses (GWh / year) in the ENTSO-E area	average	55	none	ENTSO-E assessment						
B5_€ Variation of network losses monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	average	3	 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Value (M€/year)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NT2030</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>DE2030</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Value (M€/year)	NT2030	3	DE2030	2	ENTSO-E assessment
Scenario	Value (M€/year)									
NT2030	3									
DE2030	2									

Security of supply

--	--	--	--

B6 Annual reduction in Energy Not Served (MWh / year) in the entire area covered by the study	max average min	0 0 0		ENTSO-E assessment
B6_€ Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from reduction in Energy Not Served monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	average	0		ENTSO-E assessment

Distributed Energy

Distributed Energy is a scenario created in line with the COP21 targets to understand the impact on infrastructure needs against different pathways reducing EU-27 emissions to net-zero by 2050. The following tables present results in the ENTSO-E area and in the full study area (ENTSO-E area plus Algeria, Egypt, Israel, Libya, Morocco, Moldova, Malta, Palestine, Tunisia, Turkey, Ukraine and the United Kingdom). Results in the EU area are available at this link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/CBA-results/TYNDP2022_CBA_EU27_all-scenarios.xlsx

	DE2030	DE2040	
--	--------	--------	--

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the entire area covered by the study	min average max	24 29 33	20 23 30	ENTSO-E assessment
B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the ENTSO-E area	min average max	18 27 33	20 22 27	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase	min average	4 6 8	-1 1 4	ENTSO-E assessment

resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the entire area covered by the study	max			
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the ENTSO-E area	min average max	7 7 8	-2 1 2	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the entire area covered by the study	min average max	30 34 38	18 21 25	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the ENTSO-E area	min average max	30 34 38	20 23 27	ENTSO-E assessment

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the entire area covered by the study	min average max	-97 -76 -56	-32 -11 10	ENTSO-E assessment
B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	min average max	-100 -93 -85	-20 -4 17	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation	CO2 price 60€/ton 100€/ton	0 2 8	0 2 4	ENTSO-E assessment

from market simulation monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	189€/ton				
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 2 10	0 1 2		ENTSO-E assessment
B2b Annual CO2 variation due to network losses (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	average	9	n/a		ENTSO-E assessment
B2b_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from network simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 0 1	n/a n/a n/a		ENTSO-E assessment

B4 Non-CO2 emissions (ton/year) in the entire area covered by the study

B4a Nitrogen oxides	average	-85	N/A	ENTSO-E assessment
B4b Ammonia	average	-14	N/A	ENTSO-E assessment
B4c Sulfur dioxide	average	50	N/A	ENTSO-E assessment
B4d Particular matter 5	average	-8	N/A	ENTSO-E assessment
B4e Particulate matter 10	average	-5	N/A	ENTSO-E assessment

B4f Non-methane volatile organic compounds	average	-4	N/A	ENTSO-E assessment
--	---------	----	-----	--------------------

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the entire area covered by the study	min	526	406	ENTSO-E assessment
	average	577	458	
	max	633	523	
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the ENTSO-E area	min	532	435	ENTSO-E assessment
	average	580	484	
	max	633	572	
B3a Connected RES (MW) -		400	400	ENTSO-E assessment

Impact on grid losses

B5_€ Variation of network losses monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	average	2	n/a	ENTSO-E assessment
--	---------	---	-----	--------------------

Security of supply

B6 Annual reduction in Energy Not Served (MWh / year) in the entire area covered by the study	min	0	N/A	ENTSO-E assessment
	average	0	N/A	
	max	0	N/A	
B6_€ Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from reduction in Energy Not Served monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	min	0	N/A	ENTSO-E assessment
	average	0	N/A	
	max	0	N/A	

Non scenario-dependent indicator(s)

B8.0 Stability (Transient, Voltage and Frequency Stability)	Transient stability	Voltage stability	Frequency stability	
Pedralva-Sobrado (New AC line)	++	++	0	Qualitative assessment by ENTSO-E based on information on the project technology provided by the project promoter(s). This indicator is not dependent on scenarios or time horizons.

Gas price sensitivity

This sensitivity on the Distributed Energy 2030 scenario considers a gas price of 12.16 euro/GJ (versus 5.91 euro/GJ in Distributed Energy 2030). The following tables present results in the ENTSO-E area and in the full study area (ENTSO-E area plus Algeria, Egypt, Israel, Libya, Morocco, Moldova, Malta, Palestine, Tunisia, Turkey, Ukraine and the United Kingdom). Results in the EU area are available at this link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/CBA-results/TYNDP2022_CBA_EU27_all-scenarios.xlsx

	DE2030GS	

Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	44 43 42	ENTSO-E assessment
B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	44 43 42	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	19 13 8	ENTSO-E assessment
B1_CO2 Annual Socio-	max	12	ENTSO-E assessment

Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction (M€ / year) in the ENTSO-E area	average min	10 7	
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the entire area covered by the study	max average min	52 50 50	ENTSO-E assessment
B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration (M€ / year) in the ENTSO-E area	max average min	51 50 49	ENTSO-E assessment

Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the entire area covered by the study	max average min	-105 -170 -243	ENTSO-E assessment
B2a Annual CO2 variation from market simulation (ktonnes / year) in the ENTSO-E area	max average min	-90 -122 -153	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the entire area covered by the study	CO2 price 60€/ton 100€/ton 189€/ton	0 4 19	ENTSO-E assessment
B2a_€ Annual Societal cost	CO2 price 60€/ton	0 3	ENTSO-E assessment

variation resulting from CO2 variation from market simulation monetised (M€ / year) in the ENTSO-E area	100€/ton 189€/ton	14	
---	----------------------	----	--

Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the entire area covered by the study	max average min	654 651 648	ENTSO-E assessment
B3 Annual avoided curtailment (RES integration) (GWh / year) in the ENTSO-E area	max average min	651 648 641	ENTSO-E assessment
B3a Connected RES (MW) -		400	ENTSO-E assessment

Residual impact

Information on the residual impact of the project was provided by the project promoter(s).

Residual environmental impact

Investment	Investment status	Distance (km)	Type of sensitivity
------------	-------------------	---------------	---------------------

Note based on CBA Guideline 3.0: Given that the actual route of the project might not be defined due to the low degree of maturity of its investment(s), an environmental assessment is not yet available.

Residual social impact

The project promoter(s) did not specify any social residual impact

Other residual impact

The project promoter(s) did not specify any other residual impact



07 ANEXOS

ANEXO 12

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA
SIMULTÂNEA E DA PONTA MÁXIMA NOS
HORIZONTES 2025, 2029 E 2034

REN 

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
Horizonte 2025													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Inverno						Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Inverno					
	Ponta		Intermédio		Vazio			Ponta		Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Sete Rios	194.6	20.4	134.2	14.0	77.2	2.2
Alcochete	95.1	10.1	59.6	6.1	34.1	2.0	Setúbal	264.4	32.0	198.6	30.6	146.4	13.3
Alqueva	53.4	2.7	39.8	2.4	24.2	0.3	Sines	111.5	11.7	85.8	5.8	60.6	3.7
Alto de Mira	314.3	37.0	211.8	16.8	127.1	3.1	Tábua	34.3	10.8	23.0	4.3	12.8	2.6
Alto de São João	97.4	9.2	61.6	3.6	34.1	-0.7	Tavira	36.0	15.2	25.2	4.9	17.0	3.4
Batalha	305.8	57.0	212.5	31.4	128.7	16.1	Torrão	101.0	15.3	65.3	7.7	37.6	4.2
Bodiosa	123.2	22.0	82.7	8.5	50.6	3.5	Trafaria	134.3	16.0	84.0	9.4	50.5	1.6
Canelas	379.5	64.6	257.0	43.3	140.1	11.7	Trajouce	293.7	35.7	180.6	20.5	106.9	4.2
Carrapatelo	39.2	6.2	26.7	3.9	16.8	3.1	Tunes	158.4	27.4	110.9	10.4	70.2	4.7
Carregado	162.7	20.3	108.9	13.1	63.7	2.4	Valdigem	134.9	36.4	95.1	16.3	60.9	5.2
Carriche	260.8	25.7	167.5	10.1	98.4	1.8	Valpaços	44.7	7.3	33.1	4.4	21.3	1.8
Carvoeira	144.9	24.6	94.8	13.6	58.0	6.3	Vermoim	343.0	73.2	264.0	44.8	145.1	19.5
Divor	8.0	1.1	5.2	0.6	3.2	0.1	Vila Chã	124.8	24.4	86.8	15.9	45.3	8.3
Castelo Branco	62.5	6.0	41.6	2.9	26.0	0.4	Vila Fria	219.1	43.8	152.8	23.5	100.4	11.7
Chafariz	71.3	14.5	47.1	8.5	30.2	5.4	Vila Nova Famalicão	112.3	25.5	76.8	15.4	41.0	4.8
Custóias	196.6	23.1	146.8	17.5	86.0	5.8	Vila Pouca de Aguiar	36.9	8.6	24.3	3.9	16.0	1.2
Ermesinde	208.3	25.4	130.6	10.6	72.3	3.3	Zambujal	157.6	25.4	108.3	12.9	63.5	2.9
Estarreja	273.6	55.8	193.0	28.7	116.7	12.9	Zêzere	275.3	43.0	188.3	22.8	112.9	7.5
Estoi	189.6	35.2	118.4	22.7	74.9	6.4							
Estremoz	87.3	8.4	55.2	6.7	27.2	1.0	Cientes MAT existentes						
Évora	121.5	18.4	80.3	10.2	46.2	2.3	Indorama	9.5	3.2	6.8	2.4	3.3	1.1
Fafe	177.7	31.5	115.1	10.5	65.9	4.8	Lusosider	5.5	1.6	4.2	0.1	2.2	-0.5
Falagueira	62.4	11.8	44.0	6.5	30.1	1.4	Neves Corvo	36.3	9.8	32.9	7.9	25.4	4.1
Fanhões	203.9	35.7	139.2	20.6	96.3	13.0	Petrogal	41.1	8.0	32.6	6.2	30.9	5.7
Feira	184.6	34.9	120.4	16.1	63.0	8.5	Quinta do Anjo	32.7	5.4	25.1	3.3	7.6	0.7
Fernão Ferro	249.1	15.5	144.6	5.8	81.1	-1.5	Repsol (Sines)	109.0	21.1	83.4	15.8	75.9	14.0
Ferreira do Alentejo	120.1	15.0	93.8	10.8	52.7	2.5	RFN - Ermidas-Sado	2.4	0.5	1.2	-0.1	0.1	-0.3
Ferro	92.7	17.7	61.2	13.0	38.6	3.9	RFN - Fatela	1.2	-1.0	0.6	-0.8	0.1	-0.6
Frades	13.0	8.8	13.5	5.8	9.6	3.8	RFN - Fogueteiro	6.1	1.9	2.8	0.3	0.7	-0.2
Lavos	170.1	26.8	121.0	14.2	105.6	7.7	RFN - Gouveia	2.0	-2.0	1.0	-0.9	0.3	-1.5
Macedo de Cavaleiros	54.1	9.0	36.8	5.9	23.5	1.7	RFN - Irivo (Urró)	1.6	0.0	0.6	-0.3	0.1	-0.2
Mogadouro	12.5	1.5	8.5	0.6	6.0	0.3	RFN - Luzianes	1.4	0.2	0.7	0.0	0.1	-0.3
Mourisca	289.4	63.1	201.2	34.5	121.4	20.9	RFN - Monte da Pedra	2.2	0.5	0.9	-0.2	0.1	-0.4
Oleiros	280.8	60.6	182.9	32.2	104.8	9.8	RFN - Mortágua	2.0	-1.8	0.9	-0.7	0.1	-1.0
Ourique	13.3	1.9	8.0	0.7	5.7	0.3	RFN - Pegões	3.0	0.5	1.2	-0.2	0.1	-0.5
Paraimo	124.4	21.3	84.6	7.6	51.9	4.0	RFN - Quinta Grande	2.7	0.5	1.0	0.0	0.2	-0.4
Pedralva	51.1	12.5	34.4	3.3	20.6	2.1	RFN - Rodão	1.2	0.1	0.5	-0.5	0.1	-0.6
Penela	22.0	6.4	15.6	4.3	9.7	1.9	RFN - Sobral	0.8	0.0	0.9	-1.3	0.2	-0.7
Pereiros	244.3	36.4	163.3	19.9	99.4	8.4	RFN - Vila Fria	1.3	0.3	0.6	0.0	0.1	0.0
Pocinho	44.6	7.0	33.9	5.0	23.0	1.8	Sakthi (Maia)	21.0	7.8	5.6	1.9	0.8	0.2
Pombal	92.0	18.8	59.3	9.6	34.3	4.9	Seixal-Longos (220)	100.0	33.6	89.7	12.7	9.3	1.0
Portimão	116.6	17.3	74.1	9.5	47.1	2.5	Siderurgia Maia	87.0	35.9	72.2	12.7	5.9	0.2
Porto Alto	65.4	8.6	40.5	4.8	23.2	1.7							
Prelada	133.9	18.9	89.4	8.6	52.4	0.9	Cientes MAT previstos						
Recarei	175.5	34.6	104.1	17.7	55.1	3.3	RFN - Alandroal	31.4	6.3	13.5	1.4	3.6	0.2
Riba D'Ave	393.6	90.8	238.6	51.6	122.3	12.5	RFN - Runa	15.7	3.1	6.8	0.7	1.8	0.1
Rio Maior	173.1	39.3	114.4	21.3	70.2	6.1	Novos clientes	172.0	17.2	181.1	18.1	144.9	14.5
Sacavém	205.6	22.5	143.2	12.9	89.8	2.0							
Santarém	114.8	17.6	74.3	11.8	44.4	3.6							
							TOTAL	10541	1778	7205	972	4306	357

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
Horizonte 2025													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Verão						Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Verão					
	Ponta		Intermédio		Vazio			Ponta		Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Sete Rios	178.7	37.8	121.9	14.7	79.7	3.5
Alcochete	64.8	15.6	50.7	8.2	32.7	3.3	Setúbal	188.8	44.6	168.7	30.0	139.4	20.9
Alqueva	78.7	17.0	71.0	14.4	57.6	6.0	Sines	98.0	15.9	93.3	9.5	71.1	6.6
Alto de Mira	222.9	38.9	165.9	19.7	112.5	5.9	Tábua	29.5	12.2	19.4	7.0	13.4	4.3
Alto de São João	86.8	13.2	56.2	4.0	39.4	0.3	Tavira	36.7	9.3	28.7	5.6	18.1	3.7
Batalha	246.9	67.9	178.9	38.9	132.4	20.5	Torrão	72.6	12.8	48.9	5.8	31.5	2.8
Bodiosa	94.3	18.4	65.5	8.9	43.8	1.8	Trafaria	85.8	15.2	64.8	11.2	44.7	3.6
Canelas	260.6	53.8	188.1	23.4	122.9	10.2	Trajouce	175.2	28.8	135.9	17.3	94.8	5.8
Carrapatelo	24.0	4.0	17.3	3.1	11.7	1.7	Tunes	159.0	52.7	136.7	31.7	91.3	15.4
Carregado	131.5	29.7	100.2	20.9	68.3	6.2	Valdigem	98.0	26.0	76.4	12.2	51.3	4.7
Carriche	193.2	30.2	130.9	9.9	90.6	5.1	Valpaços	29.6	6.9	23.5	5.4	15.4	1.9
Carvoeira	90.2	24.8	72.4	19.1	47.7	9.6	Vermoim	283.3	59.3	219.3	47.1	151.7	28.8
Divor	6.6	1.8	4.4	0.7	3.2	0.2	Vila Chã	96.9	29.1	71.3	19.5	46.5	7.4
Castelo Branco	48.4	8.6	28.2	3.3	30.3	1.3	Vila Fria	168.2	49.1	126.1	18.5	92.7	11.3
Chafariz	43.8	9.6	35.4	6.4	23.5	3.3	Vila Nova Famalicão	94.0	23.8	67.9	16.4	46.4	9.6
Custóias	154.2	28.4	112.9	16.0	73.3	4.8	Vila Pouca de Aguiar	21.3	4.9	17.6	3.0	12.6	1.5
Ermesinde	129.7	21.9	94.2	8.0	59.1	0.9	Zambujal	128.4	25.4	86.6	7.3	57.3	2.3
Estarreja	244.5	63.7	172.1	39.5	133.7	12.8	Zêzere	229.1	54.3	169.5	34.5	125.2	20.8
Estoi	165.3	56.9	122.9	39.3	86.6	11.3							
Estremoz	70.6	21.3	48.2	11.4	26.7	3.3	Cientes MAT existentes						
Évora	103.4	28.6	71.2	11.9	49.1	3.2	Indorama	11.1	4.0	8.6	2.7	4.6	1.6
Fafe	144.4	38.9	89.3	11.1	56.2	4.6	Lusosider	5.1	1.5	3.4	0.0	1.5	-0.1
Falagueira	50.7	12.0	38.0	7.7	27.7	2.4	Neves Corvo	29.1	7.5	31.4	8.2	20.2	3.9
Fanhões	135.5	36.1	113.7	24.3	97.9	19.6	Petrogal	40.5	7.1	31.6	6.5	26.4	5.3
Feira	144.9	40.4	94.8	15.5	60.4	5.5	Quinta do Anjo	42.7	7.6	29.6	3.9	8.6	0.8
Fernão Ferro	148.9	18.1	111.0	6.5	75.4	1.8	Repsol (Sines)	111.0	19.5	83.5	17.2	68.8	13.9
Ferreira do Alentejo	111.0	24.7	96.1	18.6	75.1	11.1	RFN - Ermidas-Sado	1.8	0.5	1.1	-0.1	0.2	-0.5
Ferro	65.1	15.5	48.7	10.5	32.6	5.4	RFN - Fatela	0.9	-0.1	0.5	-0.6	0.2	-0.7
Frades	11.4	4.6	7.6	1.6	5.7	1.6	RFN - Fogueteiro	5.0	0.9	3.0	0.3	0.5	0.0
Lavos	150.5	29.7	126.6	24.7	108.0	9.3	RFN - Gouveia	1.2	-0.6	1.0	-0.5	0.2	-0.8
Macedo de Cavaleiros	33.0	5.8	25.7	3.2	17.0	2.0	RFN - Irivo (Urró)	0.7	-0.1	0.6	-0.2	0.2	-0.2
Mogadouro	8.4	1.5	6.5	0.9	4.6	0.4	RFN - Luzianes	0.7	0.2	0.6	-0.2	0.2	-0.8
Mourisca	246.4	52.1	170.5	30.5	113.9	19.4	RFN - Monte da Pedra	1.6	0.4	0.9	-0.1	0.2	-0.3
Oleiros	224.1	65.1	149.0	35.1	94.2	13.0	RFN - Mortágua	1.1	-0.7	0.8	-0.5	0.2	-0.5
Ourique	8.2	1.5	6.2	0.7	4.7	0.3	RFN - Pegões	2.1	0.3	1.2	-0.1	0.2	-0.2
Paraimo	99.8	24.6	70.9	12.4	49.0	2.6	RFN - Quinta Grande	1.9	0.4	1.0	0.0	0.2	-0.3
Pedralva	39.1	11.8	28.6	4.6	18.8	1.7	RFN - Rodão	1.1	0.0	0.7	-0.5	0.2	-0.8
Penela	16.2	5.9	12.0	4.4	8.5	2.4	RFN - Sobral	1.7	0.1	0.9	-1.8	0.2	-0.7
Pereiros	173.2	31.8	133.1	19.8	96.6	11.4	RFN - Vila Fria	1.0	0.0	0.8	0.0	0.2	-0.1
Pocinho	33.7	5.5	32.2	3.9	18.5	2.1	Sakthi (Maia)	17.0	4.8	11.9	3.0	3.2	0.5
Pombal	71.8	20.3	44.5	8.5	23.2	3.1	Seixal-Longos (220)	116.6	35.0	69.2	12.9	7.0	1.2
Portimão	97.9	29.2	76.6	12.4	49.8	4.7	Siderurgia Maia	87.0	26.1	62.4	12.2	14.5	1.9
Porto Alto	56.9	16.0	42.8	10.9	29.2	4.8							
Prelada	96.3	22.9	71.4	8.5	50.5	0.6	Cientes MAT previstos						
Recarei	132.6	38.0	78.0	16.3	48.8	6.0	RFN - Alandroal	31.4	6.3	18.8	1.9	3.1	0.2
Riba D'Ave	322.4	89.2	188.3	46.4	119.7	25.5	RFN - Runa	15.7	3.1	9.4	0.9	1.6	0.1
Rio Maior	131.9	38.7	97.2	25.5	66.0	8.7	Novos clientes	172.0	17.2	181.1	18.1	144.9	14.5
Sacavém	165.6	21.1	123.1	8.9	87.2	3.2							
Santarém	96.4	25.9	74.6	21.5	52.7	11.3							
							TOTAL	8350	1930	6175	1082	4227	489

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
Horizonte 2029													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Inverno						Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Inverno					
	Ponta		Intermédio		Vazio			Ponta		Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Sete Rios	198.0	20.5	142.2	14.6	84.0	3.1
Alcochete	105.5	11.0	73.1	7.3	44.1	2.9	Setúbal	252.5	30.2	189.5	28.9	141.1	12.6
Alqueva	54.9	2.9	41.9	2.6	26.0	0.5	Sines	141.0	14.5	119.9	9.3	82.3	5.9
Alto de Mira	334.5	38.1	234.9	18.7	146.9	4.7	Tábua	35.2	10.7	24.0	4.3	13.8	2.6
Alto de São João	150.2	14.2	118.2	9.0	71.8	2.7	Tavira	37.9	15.4	27.3	5.1	18.3	3.5
Batalha	316.4	57.2	224.6	32.2	138.7	16.6	Torrão	106.2	15.8	69.5	8.0	41.2	4.4
Bodiosa	123.5	21.4	84.4	8.5	53.1	3.6	Trafaria	140.7	16.3	91.4	9.8	57.3	2.1
Canelas	383.3	63.0	266.5	42.8	151.0	12.2	Trajouce	310.7	36.3	205.9	22.3	128.2	6.0
Carrapatelo	42.9	6.6	29.8	4.2	19.1	3.3	Tunes	179.8	28.9	136.3	12.9	87.4	6.3
Carregado	285.2	32.3	244.8	26.5	150.7	11.0	Valdigem	137.9	35.3	99.8	16.2	65.3	5.4
Carriche	293.1	28.2	203.8	13.4	127.7	4.2	Valpaços	44.4	7.0	33.0	4.3	21.8	1.7
Carvoeira	148.1	24.4	98.9	13.7	62.2	6.5	Vermoim	278.9	54.4	225.5	34.9	130.6	16.0
Castelo Branco	67.2	6.4	46.5	3.3	29.6	0.6	Vila Chã	243.2	36.1	217.8	28.9	128.5	16.4
Chafariz	81.9	15.5	58.2	9.6	37.8	6.1	Vila Fria	225.4	43.4	161.1	23.8	107.3	12.0
Custóias	200.2	22.9	152.4	17.5	93.1	6.2	Vila Nova Famalicão	138.4	30.5	96.9	18.4	53.8	6.2
Divor	30.3	4.5	19.0	2.4	11.5	0.4	Vila Pouca de Aguiar	49.0	9.5	37.9	5.1	25.0	2.0
Ermesinde	242.8	32.4	160.4	15.4	92.3	5.6	Zambujal	183.9	27.4	135.8	15.2	84.1	4.5
Estarreja	322.2	59.1	250.3	33.8	154.5	16.4	Zêzere	288.9	44.0	201.5	23.8	123.6	8.2
Estoi	195.6	34.6	128.0	22.8	83.2	6.9							
Estremoz	91.9	8.8	59.4	7.0	30.5	1.2	Cientes MAT existentes						
Évora	118.8	17.5	81.8	10.1	48.0	2.6	Indorama	9.5	3.2	6.8	2.4	3.3	1.1
Fafe	193.2	32.3	133.5	12.2	79.5	5.9	Lusosider	5.5	1.6	4.2	0.1	2.2	-0.5
Falagueira	63.6	11.7	45.6	6.6	31.5	1.5	Neves Corvo	36.3	9.8	32.9	7.9	25.4	4.1
Fanhões	283.5	43.2	226.8	29.0	153.4	18.3	Petrogal	41.1	8.0	32.6	6.2	30.9	5.7
Feira	186.1	34.0	124.9	16.1	68.2	8.6	Quinta do Anjo	57.4	7.8	44.0	5.2	13.3	1.2
Fernão Ferro	262.9	16.7	159.5	7.1	93.9	-0.6	Repsol (Sines)	109.0	21.1	83.4	15.8	75.9	14.0
Ferreira do Alentejo	136.3	16.5	111.5	12.5	64.6	3.6	RFN - Ermidas-Sado	2.4	0.5	1.2	-0.1	0.1	-0.3
Ferro	123.1	20.2	96.1	16.1	61.4	6.1	RFN - Fatela	1.2	-1.0	0.6	-0.8	0.1	-0.6
Frades	12.8	8.4	13.2	5.6	9.5	3.7	RFN - Fogueteiro	6.1	1.9	2.8	0.3	0.7	-0.2
Lavos	169.0	26.4	120.8	14.1	105.5	7.7	RFN - Gouveia	2.0	-2.0	1.0	-0.9	0.3	-1.5
Macedo de Cavaleiros	54.4	8.9	37.7	5.9	24.2	1.8	RFN - Irivo (Urró)	1.6	0.0	0.6	-0.3	0.1	-0.2
Mogadouro	13.0	1.5	8.8	0.7	6.3	0.3	RFN - Luzianes	1.4	0.2	0.7	0.0	0.1	-0.3
Mourisca	310.6	63.7	227.0	36.3	139.8	22.1	RFN - Monte da Pedra	2.2	0.5	0.9	-0.2	0.1	-0.4
Oleiros	288.8	59.8	193.7	32.3	115.0	10.3	RFN - Mortágua	2.0	-1.8	0.9	-0.7	0.1	-1.0
Ourique	13.7	1.9	8.6	0.8	6.2	0.4	RFN - Pegões	3.0	0.5	1.2	-0.2	0.1	-0.5
Paraimo	140.6	22.8	102.0	9.2	63.7	5.0	RFN - Quinta Grande	2.7	0.5	1.0	0.0	0.2	-0.4
Pedralva	54.4	12.4	38.7	3.7	23.8	2.3	RFN - Rodão	1.2	0.1	0.5	-0.5	0.1	-0.6
Penela	25.2	6.9	18.6	4.7	11.7	2.2	RFN - Sobral	0.8	0.0	0.9	-1.3	0.2	-0.7
Pereiros	250.6	36.2	171.9	20.3	107.6	8.9	RFN - Vila Fria	1.3	0.3	0.6	0.0	0.1	0.0
Pocinho	50.1	7.6	39.2	5.5	26.7	2.1	Sakthi (Maia)	21.0	7.8	5.6	1.9	0.8	0.2
Pombal	95.4	19.0	62.8	9.8	37.2	5.0	Seixal-Longos (220)	100.0	33.6	89.7	12.7	9.3	1.0
Portimão	120.4	17.3	79.6	9.8	51.7	2.9	Siderurgia Maia	87.0	35.9	72.2	12.7	5.9	0.2
Porto Alto	70.4	8.9	47.3	5.4	28.2	2.2							
Prelada	171.3	25.6	121.7	13.4	72.8	3.3	Cientes MAT previstos						
Recarei	203.2	36.6	136.0	20.5	77.3	5.3	RFN - Alandroal	31.4	6.3	13.5	1.4	3.6	0.2
Riba D'Ave	432.3	92.6	284.8	54.9	155.3	15.3	RFN - Runa	15.7	3.1	6.8	0.7	1.8	0.1
Rio Maior	190.0	41.6	129.1	22.9	80.9	6.9	Novos clientes	6496	649.6	6726	672.6	5720	572.0
Sacavém	221.1	23.6	161.3	14.4	104.2	3.2							
Santarém	135.1	19.4	96.4	13.8	59.3	4.9							
							TOTAL	17889	2480	14920	1725	10719	984

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
Horizonte 2029													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Verão						Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Verão					
	Ponta		Intermédio		Vazio			Ponta		Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Sete Rios	182.8	36.7	130.7	15.3	86.3	4.2
Alcochete	77.1	16.0	64.8	9.3	42.7	4.1	Setúbal	181.1	42.0	161.4	28.3	134.4	19.7
Alqueva	78.9	16.5	71.7	14.1	58.0	6.0	Sines	128.0	18.5	127.0	12.8	92.3	8.6
Alto de Mira	245.8	39.9	190.9	21.5	132.9	7.3	Tábua	30.4	12.1	20.5	7.0	14.4	4.3
Alto de São João	139.1	18.1	112.7	9.5	77.0	3.7	Tavira	38.6	9.5	30.8	5.8	19.4	3.8
Batalha	258.1	67.8	191.7	39.4	142.3	21.0	Torrão	77.2	13.3	52.9	6.1	35.0	3.0
Bodiosa	95.7	17.9	68.0	8.9	46.7	2.0	Trafaria	93.5	15.5	72.9	11.6	51.7	4.0
Canelas	270.1	52.7	201.3	24.0	134.7	10.8	Trajouce	200.4	29.8	164.6	19.3	117.0	7.5
Carrapateiro	27.0	4.3	20.1	3.3	13.8	1.9	Tunes	180.0	52.9	160.9	33.1	107.6	16.5
Carregado	254.2	41.5	236.3	34.1	155.1	14.6	Valdigem	102.5	25.4	82.0	12.3	56.2	5.0
Carriche	227.9	32.3	169.1	13.2	120.3	7.2	Valpaços	29.9	6.7	23.8	5.2	16.1	1.9
Carvoeira	94.8	24.5	77.2	19.0	52.3	9.6	Vermoim	236.8	44.7	194.5	36.5	135.1	22.4
Castelo Branco	53.1	8.9	33.1	3.7	33.9	1.6	Vila Chã	215.3	40.7	202.4	32.5	129.7	15.6
Chafariz	54.2	10.6	46.4	7.4	31.0	4.0	Vila Fria	175.9	48.4	135.2	18.9	99.9	11.7
Custóias	159.9	27.7	120.8	16.1	81.2	5.2	Vila Nova Famalicão	115.7	27.7	84.7	19.5	59.4	11.6
Divor	25.3	7.1	16.5	2.8	12.1	0.6	Vila Pouca de Aguiar	33.9	6.0	31.5	4.3	21.7	2.3
Ermesinde	162.6	27.6	121.6	13.2	80.7	4.4	Zambujal	154.7	27.4	114.5	9.7	77.9	3.9
Estarreja	293.9	66.7	230.3	44.1	170.7	16.3	Zêzere	242.3	55.2	182.8	35.4	135.7	21.4
Estoi	172.2	55.1	132.2	38.5	94.2	11.5							
Estremoz	74.9	21.7	52.3	11.8	29.9	3.6	Cientes MAT existentes						
Évora	102.2	26.8	73.5	11.6	50.5	3.4	Indorama	11.1	4.0	8.6	2.7	4.6	1.6
Fafe	160.7	39.4	108.7	12.8	70.1	5.7	Lusosider	5.1	1.5	3.4	0.0	1.5	-0.1
Falagueira	52.2	11.9	39.8	7.7	29.1	2.4	Neves Corvo	29.1	7.5	31.4	8.2	20.2	3.9
Fanhões	215.7	43.4	201.7	32.6	154.9	24.8	Petrogal	40.5	7.1	31.6	6.5	26.4	5.3
Feira	148.1	39.1	100.5	15.6	65.6	5.8	Quinta do Anjo	67.4	10.0	48.5	5.8	14.4	1.3
Fernão Ferro	164.2	19.2	126.6	7.8	88.3	2.6	Repsol (Sines)	111.0	19.5	83.5	17.2	68.8	13.9
Ferreira do Alentejo	127.1	26.0	113.8	20.1	86.7	12.1	RFN - Ermidas-Sado	1.8	0.5	1.1	-0.1	0.2	-0.5
Ferro	96.6	18.1	84.2	13.7	55.7	7.5	RFN - Fatela	0.9	-0.1	0.5	-0.6	0.2	-0.7
Frades	11.3	4.4	7.7	1.6	5.7	1.6	RFN - Fogueteiro	5.0	0.9	3.0	0.3	0.5	0.0
Lavos	149.7	29.1	126.1	24.3	107.8	9.2	RFN - Gouveia	1.2	-0.6	1.0	-0.5	0.2	-0.8
Macedo de Cavaleiros	33.9	5.8	26.9	3.3	17.9	2.1	RFN - Irivo (Urró)	0.7	-0.1	0.6	-0.2	0.2	-0.2
Mogadouro	8.7	1.5	6.8	0.9	4.9	0.4	RFN - Luzianes	0.7	0.2	0.6	-0.2	0.2	-0.8
Mourisca	268.6	53.0	197.4	32.4	132.6	20.6	RFN - Monte da Pedra	1.6	0.4	0.9	-0.1	0.2	-0.3
Oleiros	233.6	64.0	161.0	35.2	104.8	13.4	RFN - Mortágua	1.1	-0.7	0.8	-0.5	0.2	-0.5
Ourique	8.8	1.5	6.9	0.7	5.2	0.4	RFN - Pegões	2.1	0.3	1.2	-0.1	0.2	-0.2
Paraimo	115.9	26.0	88.3	14.0	60.9	3.7	RFN - Quinta Grande	1.9	0.4	1.0	0.0	0.2	-0.3
Pedralva	42.9	11.7	33.2	4.9	22.1	2.0	RFN - Rodão	1.1	0.0	0.7	-0.5	0.2	-0.8
Penela	19.1	6.3	14.8	4.8	10.5	2.7	RFN - Sobral	1.7	0.1	0.9	-1.8	0.2	-0.7
Pereiros	181.6	31.7	142.7	20.2	104.8	11.8	RFN - Vila Fria	1.0	0.0	0.8	0.0	0.2	-0.1
Pocinho	38.8	6.0	37.5	4.4	22.1	2.4	Sakthi (Maia)	17.0	4.8	11.9	3.0	3.2	0.5
Pombal	75.3	20.4	48.1	8.7	26.2	3.3	Seixal-Longos (220)	116.6	35.0	69.2	12.9	7.0	1.2
Portimão	102.2	28.7	81.9	12.6	54.2	4.9	Siderurgia Maia	87.0	26.1	62.4	12.2	14.5	1.9
Porto Alto	62.3	15.9	49.5	11.1	33.9	5.0							
Prelada	129.9	28.1	100.7	13.4	71.5	3.9	Cientes MAT previstos						
Recarei	161.2	39.9	110.6	19.0	71.1	7.9	RFN - Alandroal	31.4	6.3	18.8	1.9	3.1	0.2
Riba D'Ave	362.6	91.0	236.0	49.9	152.8	27.8	RFN - Runa	15.7	3.1	9.4	0.9	1.6	0.1
Rio Maior	147.1	40.8	111.3	27.2	76.6	9.5	Novos clientes	6395	639.5	6625	662.5	5619	561.9
Sacavém	182.3	22.2	142.1	10.6	101.6	4.4							
Santarém	116.6	27.6	96.7	23.4	67.6	12.5							
							TOTAL	15651	2615	13822	1822	10542	1102

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
Horizonte 2034													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Inverno						Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Inverno					
	Ponta		Intermédio		Vazio			Ponta		Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Setúbal	209.5	24.7	157.4	23.5	118.8	10.3
Alcochete	97.9	10.0	68.8	6.7	43.1	2.7	Sines	133.3	13.6	114.4	9.0	79.0	5.7
Alqueva	52.1	2.8	40.1	2.5	25.5	0.5	Tábua	33.9	10.0	23.1	4.1	13.8	2.4
Alto de Mira	320.2	35.5	225.7	17.5	147.5	4.6	Tavira	36.8	14.8	26.6	4.9	17.9	3.4
Alto de São João	151.0	14.0	118.9	8.9	74.9	2.8	Torrão	105.7	15.4	69.2	7.8	42.3	4.3
Batalha	301.9	53.6	214.6	30.2	135.5	15.6	Trafaria	134.2	15.1	87.5	9.1	57.4	2.0
Bodiosa	115.2	19.3	78.9	7.8	51.5	3.4	Trajouce	286.5	32.3	191.7	19.9	125.7	5.6
Canelas	356.1	57.0	249.0	38.7	146.7	11.3	Tunes	168.6	26.5	128.4	11.9	84.0	5.9
Carrapatelo	43.8	6.7	30.4	4.2	19.9	3.3	Valdigem	128.9	31.9	93.5	14.7	63.0	5.0
Carregado	278.5	31.1	240.4	25.7	150.1	10.9	Valpaços	41.9	6.5	31.1	3.9	21.2	1.6
Carriche	282.3	26.2	197.3	12.6	131.4	4.2	Vermoim	268.0	50.7	216.7	32.6	129.6	15.0
Carvoeira	140.7	22.6	94.1	12.6	61.3	6.0	Vila Chã	239.0	34.9	214.8	28.1	128.0	16.1
Castelo Branco	65.6	6.1	45.5	3.2	29.7	0.6	Vila Fria	212.5	40.0	152.0	21.9	103.6	11.1
Chafariz	80.8	15.0	57.4	9.2	38.1	5.9	Vila Nova Famalicão	131.6	28.1	92.0	16.9	53.4	5.8
Custóias	185.6	20.6	141.0	15.6	90.1	5.6	Vila Pouca de Aguiar	47.1	8.9	36.7	4.8	24.7	1.9
Divor	33.1	4.8	20.8	2.5	13.1	0.5	Zambujal	181.0	26.0	133.5	14.4	86.6	4.4
Ermesinde	222.9	29.0	147.8	13.8	89.3	5.2	Zêzere	281.6	42.2	196.5	22.8	123.4	8.0
Estarreja	301.7	54.2	236.0	31.3	147.9	15.3	Previstos						
Estoi	182.1	31.2	119.9	20.6	80.7	6.3	Pegões	25.9	3.3	18.2	2.7	13.1	1.0
Estremoz	90.2	8.5	58.4	6.8	30.8	1.1	Cientes MAT existentes						
Évora	120.4	17.7	82.8	10.2	49.1	2.6	Indorama	9.5	3.2	6.8	2.4	3.3	1.1
Fafe	183.1	29.9	127.3	11.4	78.1	5.6	Lusosider	5.5	1.6	4.2	0.1	2.2	-0.5
Falagueira	59.8	10.8	42.9	6.1	30.1	1.4	Neves Corvo	36.3	9.8	32.9	7.9	25.4	4.1
Fanhões	276.2	41.1	221.7	27.8	152.2	17.5	Petrogal	41.1	8.0	32.6	6.2	30.9	5.7
Feira	173.1	30.7	117.2	14.7	66.6	7.9	Quinta do Anjo	57.4	7.8	44.0	5.2	13.3	1.2
Fernão Ferro	253.8	15.9	154.7	6.8	95.3	-0.4	Repsol (Sines)	109.0	21.1	83.4	15.8	75.9	14.0
Ferreira do Alentejo	132.7	15.9	108.9	12.0	64.1	3.6	RFN - Ermidas-Sado	2.4	0.5	1.2	-0.1	0.1	-0.3
Ferro	116.6	18.6	91.9	14.9	59.7	5.7	RFN - Fatela	1.2	-1.0	0.6	-0.8	0.1	-0.6
Frades	11.8	7.6	12.1	5.0	8.8	3.3	RFN - Fogueteiro	6.1	1.9	2.8	0.3	0.7	-0.2
Lavos	158.6	24.6	113.3	13.1	99.6	7.1	RFN - Gouveia	2.0	-2.0	1.0	-0.9	0.3	-1.5
Macedo de Cavaleiros	50.6	8.2	35.2	5.4	22.9	1.7	RFN - Irivo (Urrô)	1.6	0.0	0.6	-0.3	0.1	-0.2
Mogadouro	12.9	1.5	8.8	0.6	6.4	0.3	RFN - Luzianes	1.4	0.2	0.7	0.0	0.1	-0.3
Mourisca	293.2	58.8	215.5	33.6	135.5	20.6	RFN - Monte da Pedra	2.2	0.5	0.9	-0.2	0.1	-0.4
Oleiros	273.9	55.0	184.6	29.8	113.8	9.7	RFN - Mortágua	2.0	-1.8	0.9	-0.7	0.1	-1.0
Ourique	12.8	1.7	8.1	0.7	6.0	0.3	RFN - Pegões	3.0	0.5	1.2	-0.2	0.1	-0.5
Paraimo	137.0	21.8	99.5	8.9	63.4	4.9	RFN - Quinta Grande	2.7	0.5	1.0	0.0	0.2	-0.4
Pedralva	50.7	11.3	36.3	3.4	22.9	2.2	RFN - Rodão	1.2	0.1	0.5	-0.5	0.1	-0.6
Penela	25.9	7.0	19.1	4.8	12.3	2.2	RFN - Sobral	0.8	0.0	0.9	-1.3	0.2	-0.7
Pereiros	236.8	33.4	162.9	18.7	105.3	8.3	RFN - Vila Fria	1.3	0.3	0.6	0.0	0.1	0.0
Pocinho	50.8	7.6	39.6	5.5	27.4	2.1	Sakthi (Maia)	21.0	7.8	5.6	1.9	0.8	0.2
Pombal	92.3	18.1	60.8	9.4	36.9	4.8	Seixal-Longos (220)	100.0	33.6	89.7	12.7	9.3	1.0
Portimão	112.6	15.8	74.8	9.0	49.9	2.7	Siderurgia Maia	87.0	35.9	72.2	12.7	5.9	0.2
Porto Alto	65.2	8.0	44.3	4.9	27.2	2.0	Cientes MAT previstos						
Prelada	159.8	23.4	113.9	12.2	70.6	3.2	RFN - Alandroal	31.4	6.3	13.5	1.4	3.6	0.2
Recarei	193.9	34.1	130.9	19.1	77.0	5.1	RFN - Runa	15.7	3.1	6.8	0.7	1.8	0.1
Riba D'Ave	409.3	85.7	271.7	51.0	152.9	14.4	Novos clientes	7718	771.8	7961	796.1	6817	681.7
Rio Maior	192.8	41.5	130.8	22.8	83.7	6.9	TOTAL	18605	2487	15820	1783	11741	1074
Sacavém	209.9	21.8	153.5	13.4	102.8	3.2							
Santarém	131.2	18.5	93.9	13.2	59.1	4.8							
Sete Rios	179.1	18.3	129.4	13.1	78.2	2.9							

VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA PARA OS PONTOS DE ENTREGA (PdE) da RNT													
(PARA EFEITOS DE SIMULAÇÃO DAS SITUAÇÕES TÍPICAS DE FUNCIONAMENTO DA RNT)													
Horizonte 2034													
Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Verão						Época Sazonal Regime de Carga Pontos de Entrega AT	Verão					
	Ponta		Intermédio		Vazio			Ponta		Intermédio		Vazio	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes							Setúbal	151.4	34.1	134.8	23.0	113.3	16.1
Alcochete	72.8	14.4	61.5	8.4	41.9	3.8	Sines	121.4	17.2	120.7	12.1	87.9	8.1
Alqueva	73.6	15.1	66.9	12.9	54.4	5.5	Tábua	29.3	11.3	19.8	6.5	14.3	4.0
Alto de Mira	238.6	37.0	185.8	20.0	134.7	7.0	Tavira	37.4	9.1	29.9	5.6	19.0	3.7
Alto de São João	139.9	17.7	113.7	9.3	79.9	3.8	Torrão	77.2	12.9	53.0	6.0	36.2	2.9
Batalha	246.8	63.3	183.9	36.9	138.7	19.7	Trafaria	90.7	14.4	70.5	10.7	52.2	3.8
Bodiosa	89.9	16.2	64.2	8.1	45.7	1.9	Trajouce	189.9	26.7	156.0	17.3	116.0	6.9
Canelas	254.1	47.7	190.9	22.0	132.0	10.1	Tunes	168.2	48.0	150.5	30.2	102.1	15.1
Carrapatelo	27.8	4.3	20.6	3.4	14.6	1.9	Valdigem	96.8	23.0	77.6	11.2	54.8	4.6
Carregado	249.1	39.6	232.4	32.8	154.2	14.3	Valpaços	28.6	6.1	22.8	4.8	16.0	1.7
Carriche	222.5	29.8	166.4	12.4	124.7	6.9	Vermoim	228.4	41.7	188.2	34.0	133.8	20.9
Carvoeira	91.4	22.6	74.2	17.5	52.1	8.9	Vila Chã	212.1	39.3	200.1	31.5	129.1	15.3
Divor	52.0	8.5	32.8	3.6	33.7	1.6	Vila Fria	166.6	44.5	128.3	17.5	96.7	10.8
Chafariz	53.9	10.3	46.1	7.2	31.6	3.8	Vila Nova Famalicão	110.3	25.6	80.8	18.0	58.5	10.7
Custóias	149.4	24.7	113.2	14.4	79.7	4.8	Vila Pouca de Aguiar	33.2	5.6	30.8	4.1	21.7	2.2
Divor	27.7	7.5	18.1	2.9	13.7	0.7	Zambujal	153.0	25.9	113.7	9.3	80.9	3.8
Ermesinde	151.8	24.7	113.7	12.0	79.2	4.2	Zêzere	236.4	52.7	178.6	33.8	134.9	20.5
Estarreja	275.4	60.9	217.9	40.5	162.5	15.2	Previstos						
Estoi	160.5	49.3	123.6	34.5	90.4	10.5	Pegões	19.2	4.9	15.4	2.7	12.7	1.6
Estremoz	73.5	20.9	51.5	11.4	30.3	3.4	Cientes MAT existentes						
Évora	103.4	26.9	74.3	11.7	51.6	3.4	Indorama	11.1	4.0	8.6	2.7	4.6	1.6
Fafe	152.9	36.3	104.6	12.0	69.5	5.4	Lusosider	5.1	1.5	3.4	0.0	1.5	-0.1
Falagueira	49.1	10.9	37.5	7.1	27.9	2.3	Neves Corvo	29.1	7.5	31.4	8.2	20.2	3.9
Fanhões	212.1	41.3	198.0	31.1	153.5	23.6	Petrogal	40.5	7.1	31.6	6.5	26.4	5.3
Feira	138.6	35.3	95.5	14.2	64.3	5.4	Quinta do Anjo	67.4	10.0	48.5	5.8	14.4	1.3
Fernão Ferro	161.0	18.2	124.0	7.4	90.0	2.6	Repsol (Sines)	111.0	19.5	83.5	17.2	68.8	13.9
Ferreira do Alentejo	123.7	24.8	111.0	19.3	85.0	11.6	RFN - Ermidas-Sado	1.8	0.5	1.1	-0.1	0.2	-0.5
Ferro	92.5	16.7	81.2	12.7	54.6	7.0	RFN - Fatela	0.9	-0.1	0.5	-0.6	0.2	-0.7
Frades	10.4	3.9	7.1	1.4	5.4	1.4	RFN - Fogueteiro	5.0	0.9	3.0	0.3	0.5	0.0
Lavos	140.3	27.0	118.2	22.5	101.7	8.5	RFN - Gouveia	1.2	-0.6	1.0	-0.5	0.2	-0.8
Macedo de Cavaleiros	31.8	5.3	25.3	3.1	17.1	1.9	RFN - Irivo (Urró)	0.7	-0.1	0.6	-0.2	0.2	-0.2
Mogadouro	8.8	1.5	6.8	0.9	5.1	0.4	RFN - Luzianes	0.7	0.2	0.6	-0.2	0.2	-0.8
Mourisca	254.1	48.9	188.3	30.1	128.7	19.2	RFN - Monte da Pedra	1.6	0.4	0.9	-0.1	0.2	-0.3
Oleiros	222.6	58.7	154.8	32.4	104.5	12.5	RFN - Mortágua	1.1	-0.7	0.8	-0.5	0.2	-0.5
Ourique	8.3	1.4	6.6	0.6	5.1	0.3	RFN - Pegões	2.1	0.3	1.2	-0.1	0.2	-0.2
Paraimo	113.2	24.9	86.5	13.4	60.6	3.6	RFN - Quinta Grande	1.9	0.4	1.0	0.0	0.2	-0.3
Pedralva	40.2	10.6	31.4	4.5	21.3	1.8	RFN - Rodão	1.1	0.0	0.7	-0.5	0.2	-0.8
Penela	19.7	6.4	15.2	4.8	11.0	2.7	RFN - Sobral	1.7	0.1	0.9	-1.8	0.2	-0.7
Pereiros	173.3	29.2	136.3	18.6	102.8	10.9	RFN - Vila Fria	1.0	0.0	0.8	0.0	0.2	-0.1
Pocinho	39.5	6.0	37.9	4.4	22.8	2.4	Sakthi (Maia)	17.0	4.8	11.9	3.0	3.2	0.5
Pombal	72.9	19.4	46.9	8.3	26.4	3.2	Seixal-Longos (220)	116.6	35.0	69.2	12.9	7.0	1.2
Portimão	95.7	26.0	76.8	11.5	52.2	4.6	Siderurgia Maia	87.0	26.1	62.4	12.2	14.5	1.9
Porto Alto	57.7	14.2	46.1	10.0	32.2	4.6	Cientes MAT previstos						
Prelada	122.2	25.5	95.0	12.3	69.4	3.7	RFN - Alandroal	31.4	6.3	18.8	1.9	3.1	0.2
Recarei	154.8	37.0	107.6	17.8	71.4	7.5	RFN - Runa	15.7	3.1	9.4	0.9	1.6	0.1
Riba D'Ave	344.2	84.0	226.9	46.3	150.5	26.0	Novos clientes	7717	771.7	7959	795.9	6816	681.6
Rio Maior	149.5	40.7	113.0	27.1	79.4	9.5	TOTAL	16616	2616	14903	1882	11669	1192
Sacavém	174.0	20.5	136.1	9.9	100.4	4.2							
Santarém	113.4	26.1	94.2	22.2	66.9	11.9							
Sete Rios	165.3	32.5	119.3	13.7	80.2	3.9							

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT

(PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)

Ano 2025									
Pontos de Entrega AT	Inverno		Verão		Pontos de Entrega AT	Inverno		Verão	
	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes					Paraimo	135.0	23.2	118.9	29.5
Alcochete	95.3	10.2	72.4	17.6	Pedralva	67.9	16.8	56.0	17.2
Alqueva	68.6	3.3	109.2	24.1	Penela	57.5	17.0	28.6	10.6
Alto de Mira	310.9	36.8	255.0	45.1	Pereiros	235.1	35.1	186.0	34.3
Alto de São João	103.6	9.9	110.9	17.1	Pocinho	77.1	12.5	75.9	13.1
Batalha	334.6	62.6	274.2	75.7	Pombal	94.5	19.4	97.9	27.9
Bodiosa	129.0	23.1	117.1	23.1	Portimão	117.0	17.4	121.0	36.4
Canelas	386.1	65.8	299.3	62.4	Porto Alto	66.7	8.7	73.1	20.8
Carrapatelo	45.9	7.3	28.6	4.8	Prelada	143.3	20.3	111.6	26.8
Carregado	167.3	21.0	158.7	36.2	Recarei	182.6	36.2	144.6	41.8
Carriche	252.4	25.1	231.7	36.8	Riba D'Ave	392.1	90.6	340.6	94.5
Carvoeira	140.3	23.9	103.9	28.8	Rio Maior	173.4	39.5	144.9	42.7
Castelo Branco	63.0	6.0	57.6	10.3	Sacavém	198.8	21.9	177.1	22.7
Chafariz	79.6	16.2	59.6	13.3	Santarém	117.5	18.1	111.9	30.3
Custóias	189.5	22.4	178.1	33.1	Sete Rios	197.9	20.8	201.0	42.7
Divor	10.4	1.5	8.7	2.4	Setúbal	267.9	32.4	223.0	53.0
Ermesinde	218.2	26.7	150.8	25.7	Sines	126.5	13.3	127.5	21.1
Estarreja	290.8	59.4	259.8	67.8	Tábua	41.1	13.1	33.3	13.9
Estoi	184.1	34.3	204.1	71.1	Tavira	40.1	16.9	51.8	13.5
Estremoz	85.0	8.2	82.2	24.9	Torrão	113.2	17.3	88.7	15.8
Évora	120.4	18.2	113.7	31.5	Trafaria	131.1	15.7	94.6	17.0
Fafe	187.1	33.2	155.8	42.2	Trajouce	283.1	34.6	191.6	31.8
Falagueira	88.3	16.8	78.0	18.6	Tunes	159.2	27.6	219.6	73.4
Fanhões	209.3	36.8	173.0	46.5	Valdigem	149.8	40.7	118.8	32.0
Feira	204.1	38.8	163.9	46.1	Valpaços	51.2	8.4	38.1	9.1
Fernão Ferro	243.1	15.2	165.1	20.2	Vermoim	367.3	78.6	332.3	70.1
Ferreira do Alentejo	124.1	15.5	128.9	29.0	Vila Chã	126.0	24.7	109.9	33.2
Ferro	96.9	18.5	84.2	20.3	Vila Fria	222.2	44.5	196.6	57.8
Frades	41.4	28.4	30.2	12.2	Vila Nova Famalicão	129.7	29.7	112.6	28.9
Lavos	191.8	30.3	166.3	32.8	Vila Pouca de Aguiar	41.2	9.6	34.0	7.9
Macedo de Cavaleiros	62.0	10.3	47.5	8.4	Zambujal	156.8	25.4	134.7	27.0
Mogadouro	13.3	1.6	11.6	2.1	Zêzere	274.7	43.0	246.3	58.6
Mourisca	293.6	63.9	273.0	57.9					
Oleiros	285.9	61.8	245.7	71.8					
Ourique	12.9	1.9	10.6	2.0					

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT

(PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)

Ano 2029									
Pontos de Entrega AT	Inverno		Verão		Pontos de Entrega AT	Inverno		Verão	
	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar
Existentes					Paraimo	161.4	26.3	144.2	33.0
					Pedralva	75.0	17.6	62.9	18.0
Alcochete	112.7	11.8	89.7	19.1	Penela	66.5	19.2	34.2	12.0
Alqueva	73.3	3.6	114.6	24.8	Pereiros	257.0	37.2	206.3	36.4
Alto de Mira	351.8	40.3	293.8	48.8	Pocinho	88.9	14.1	87.4	14.8
Alto de São João	168.1	16.1	175.5	23.7	Pombal	104.4	20.9	107.8	29.9
Batalha	366.7	66.8	303.3	80.5	Portimão	128.7	18.5	132.6	37.9
Bodiosa	137.0	23.9	124.8	23.8	Porto Alto	76.4	9.7	82.8	21.8
Canelas	413.6	68.3	325.4	64.8	Prelada	194.2	29.3	158.6	35.0
Carrapatelo	53.1	8.3	33.9	5.4	Recarei	224.8	40.8	185.2	46.5
Carregado	313.8	35.6	304.5	51.5	Riba D'Ave	460.0	98.6	406.3	102.7
Carriche	303.8	29.4	281.7	41.2	Rio Maior	203.0	44.6	171.3	48.1
Carvoeira	153.0	25.3	115.1	30.3	Sacavém	228.5	24.5	205.9	25.3
Castelo Branco	72.0	6.8	66.1	11.3	Santarém	147.2	21.3	141.2	34.1
Chafariz	96.5	18.4	74.9	15.2	Sete Rios	214.5	22.3	217.4	44.1
Custóias	205.9	23.6	194.0	34.3	Setúbal	271.9	32.7	226.7	53.2
Divor	34.5	5.2	31.2	8.9	Sines	165.6	17.1	166.5	25.0
Ermesinde	271.0	36.4	199.5	34.4	Tábua	44.7	13.8	36.4	14.7
Estarreja	362.7	67.0	330.7	75.6	Tavira	44.4	18.3	56.9	14.6
Estoi	202.8	36.0	222.6	73.1	Torrão	126.2	18.9	99.5	17.4
Estremoz	95.4	9.1	92.3	27.1	Trafaria	146.7	17.1	108.8	18.4
Évora	125.2	18.5	118.6	31.4	Trajouce	320.9	37.6	230.0	34.9
Fafe	215.6	36.3	183.1	45.5	Tunes	193.3	31.1	254.6	77.7
Falagueira	94.6	17.6	83.9	19.5	Valdigem	161.6	41.9	130.0	33.2
Fanhões	311.1	47.5	272.5	57.7	Valpaços	53.7	8.6	40.3	9.4
Feira	216.9	40.0	176.1	47.4	Vermoim	314.6	62.0	288.3	55.7
Fernão Ferro	274.1	17.5	192.1	22.7	Vila Chã	265.7	39.3	248.4	48.3
Ferreira do Alentejo	148.3	18.0	153.4	32.2	Vila Fria	243.3	47.1	216.5	60.7
Ferro	136.7	22.6	123.6	24.3	Vila Nova Famalicão	167.2	37.2	146.4	35.6
Frades	42.5	28.8	31.2	12.5	Vila Pouca de Aguiar	57.1	11.3	49.7	9.6
Lavos	202.8	31.8	176.1	34.4	Zambujal	195.6	29.3	172.1	30.9
Macedo de Cavaleiros	66.0	10.8	51.0	8.8	Zêzere	306.6	46.9	276.1	63.5
Mogadouro	14.7	1.7	12.8	2.2					
Mourisca	334.8	68.8	313.3	62.6					
Oleiros	311.9	64.9	270.1	75.2					
Ourique	14.2	2.0	11.8	2.1					

VALORES PREVISIONAIS DA PONTA MÁXIMA PARA AS SUBESTAÇÕES MAT/AT da RNT (PARA EFEITOS DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO LOCAL EM CADA SUBESTAÇÃO)									
Ano 2034									
Pontos de Entrega AT	Inverno		Verão		Pontos de Entrega AT	Inverno		Verão	
	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	MW	Mvar
					Paraimo	174.4	28.3	155.6	35.5
					Pedralva	77.2	18.0	64.8	18.3
					Penela	76.3	22.0	39.2	13.8
					Pereiros	270.6	38.6	217.7	37.7
					Pocinho	99.6	15.8	97.9	16.5
					Pombal	113.2	22.4	116.8	32.1
					Portimão	134.3	19.1	138.1	39.0
					Porto Alto	78.3	9.8	84.7	22.0
					Prelada	201.3	30.0	164.8	35.7
					Recarei	236.6	42.5	195.1	48.5
					Riba D'Ave	483.0	102.7	426.6	106.9
					Rio Maior	230.7	50.3	194.7	54.3
					Sacavém	239.9	25.3	216.2	26.1
					Santarém	157.8	22.6	151.2	36.4
					Sete Rios	216.3	22.3	218.9	44.0
					Setúbal	253.2	30.1	211.6	48.9
					Sines	168.8	17.3	169.6	25.4
					Tábua	48.0	14.6	39.2	15.6
					Tavira	47.6	19.8	61.2	15.8
					Torrão	140.4	20.8	110.9	19.2
					Trafaria	156.1	17.8	116.5	19.1
					Trajouce	326.9	37.4	236.9	34.7
					Tunes	200.0	31.8	262.5	79.6
					Valdigem	167.1	42.7	134.8	33.8
					Valpaços	56.2	8.9	42.3	9.6
					Vermoim	332.1	64.7	304.1	58.1
					Vila Chã	277.7	41.4	259.0	51.1
					Vila Fria	256.2	49.0	228.0	63.1
					Vila Nova Famalicão	177.8	38.9	155.8	37.3
					Vila Pouca de Aguiar	59.7	11.7	51.9	9.9
					Zambujal	211.9	31.1	186.5	32.7
					Zêzere	333.9	50.6	300.5	68.5
					Previstos				
					Pegões	31.2	4.0	26.7	6.8



07 ANEXOS

ANEXO 13

POTÊNCIA ATRIBUÍDA E CAPACIDADE PARA
LIGAÇÃO DE NOVA GERAÇÃO

REN

Nota introdutória

O presente anexo visa agregar num mesmo quadro um conjunto de informação, com referência a 31 de dezembro de 2023, relativamente à potência que se encontra atribuída para a ligação de novos centros eletroprodutores:

- (i) Potência que já se encontra atribuída para a concretização de novos centros eletroprodutores, que, no entanto, ainda não se encontram ligados à rede;
- (ii) Potência que se encontra em fase de atribuição pela DGEG não tendo ainda sido emitida a “Licença de Produção”;
- (iii) Potência com resposta favorável da DGEG, na sequência dos Despachos da DGEG n.º 41/2019 e n.º 43/2019 (UPP), e n.º 46/2019 (UPAC);

Instalação RNT	Atribuída ⁽¹⁾ mas ainda não ligada	Cativa pela DGE	UPP/UPAC	Instalação RNT	Atribuída ⁽¹⁾ mas ainda não ligada	Cativa pela DGE	UPP/UPAC
Canelas	15	-	19	Alcochete	41	-	22
Custóias	-	-	6	Alto de Mira	24	-	29
Ermesinde	77	-	4	Alto São João	0	-	1
Fafe	-	-	34	Carregado	152	38	46
Feira	109	-	31	Carriche	2	-	4
Frades	63	-	3	Carvoeira	1	-	51
Oleiros	2	-	24	Fanhões	35	-	35
Pedralva	-	-	2	Fernão Ferro	4	-	39
Prelada	-	-	2	Pegões	769	-	-
Recarei	291	-	16	Porto Alto	48	-	36
Riba d'Ave	39	-	66	Rio Maior	443	-	68
V.N.Famalicão	55	-	-	Sacavém	0	-	5
Vermoim	67	-	39	Santarém	157	-	129
Vila Fria	-	5	18	Sete Rios	2	-	1
Armamar	84	-	-	Setúbal	97	-	101
Bodiosa	220	-	73	Trafaria	-	-	3
Carrapatelo	-	-	2	Trajouce	1	-	20
Torrão	51	-	18	Zambujal	0	-	5
V. P. Aguiar	-	-	3	Divor	876	-	1
Valdigem	137	-	18	Estremoz	275	25	27
Lagoaça	370	-	-	Évora	41	-	23
Macedo	0	-	17	Falagueira	418	-	41
Mogadouro	100	-	16	Pego	888	-	-
Pocinho	185	-	10	Alqueva	1241	-	50
Valpaços	6	-	2	Estoi	88	-	11
Batalha	208	-	90	Ferreira	486	-	49
Estarreja	199	-	66	Ourique	490	-	4
Lavos	-	18	17	Panóias	458	-	-
Mourisca	46	-	26	Portimão	7	6	49
Paraimo	87	30	23	Sines	289	800 ⁽²⁾	60
Penela	33	-	4	Tavira	161	-	16
Pereiros	95	-	19	Tunes	86	-	13
Pombal	33	-	46	Vale Pereiro	1143	-	-
Zêzere	25	10	137				
Castelo Branco	265	-	72				
Chafariz	1	-	18				
Ferro	115	-	51				
Fundão	740	-	-				
Tábua	4	-	8				
Vila Chã	3	-	28				

(1) Inclui a potência atribuída no âmbito do reequipamento assim como a potência dos "Acordos" já celebrados entre os operadores das redes e os promotores (abrigo da alínea b) do n. 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019).

(2) Inclui reserva de 800 MW ao abrigo do n. 2 do Artigo 27.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, destinada à promoção do uso local de energias renováveis.



07 ANEXOS

ANEXO 14

MAPA DE TRÂNSITOS NA RNT NO
HORIZONTE DE 2034

REN 

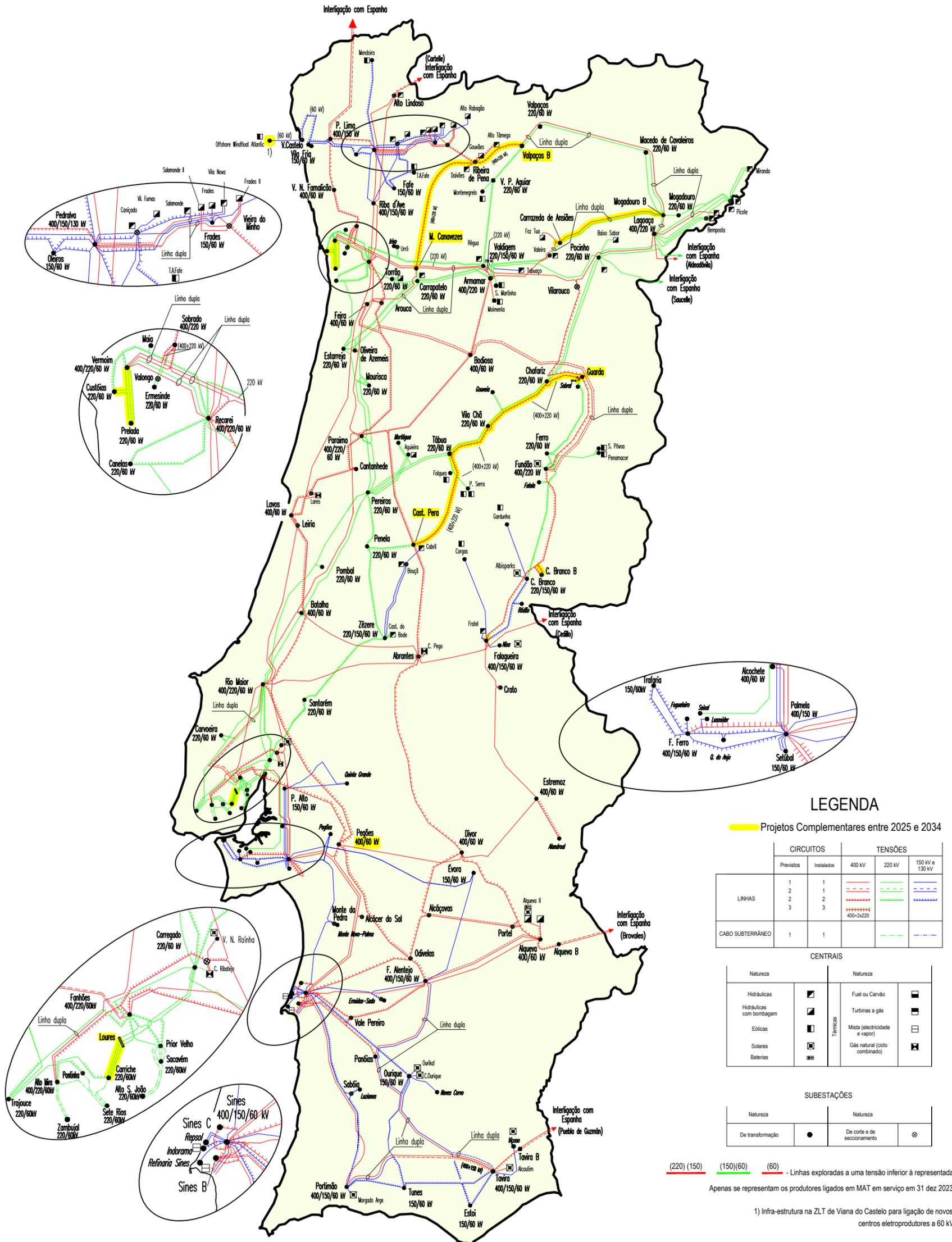
Índice

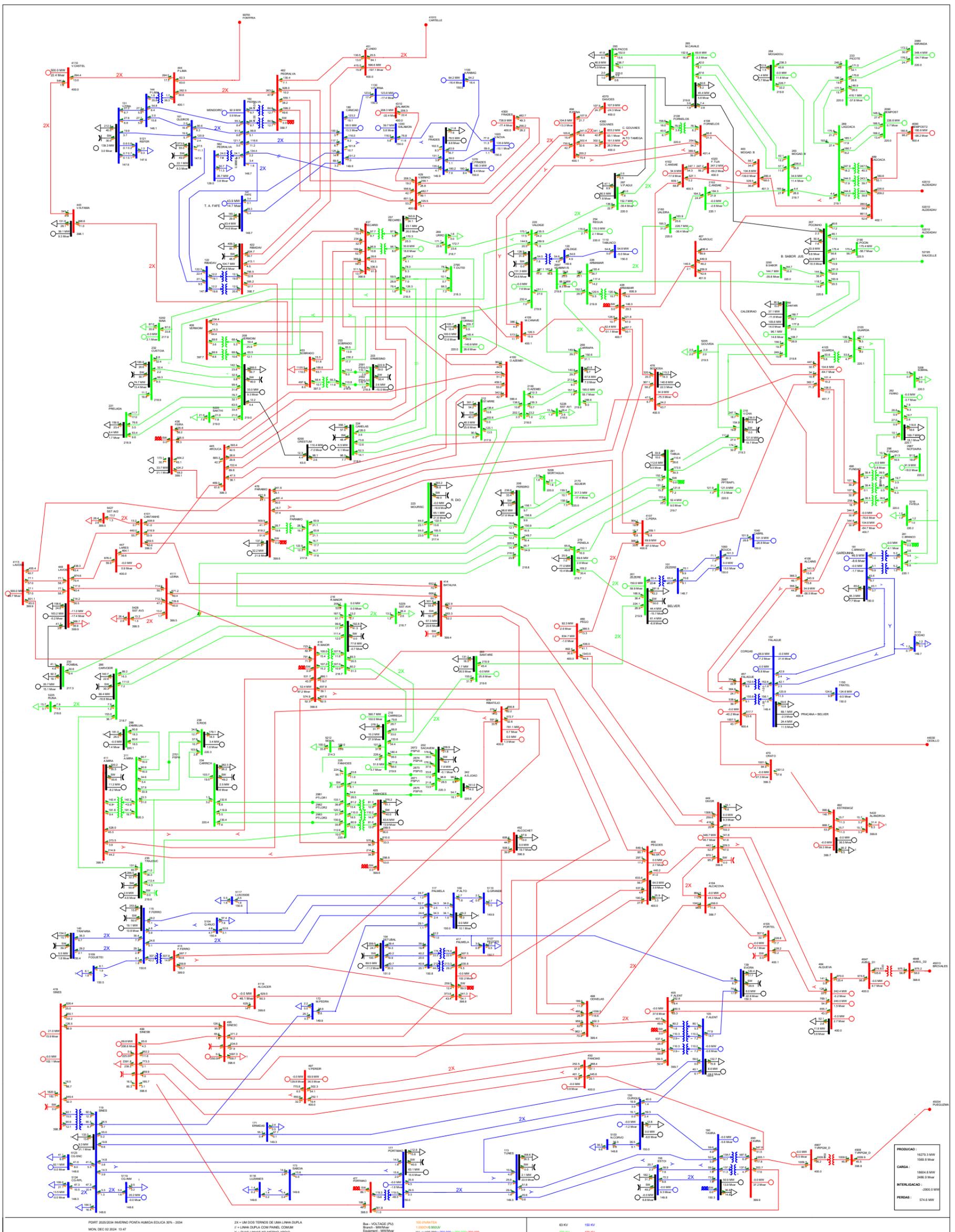
Mapa da RNT - Situação prevista para 2034 considerando Projetos Base e Complementares ...	2
Mapas de trânsitos na RNT - Horizonte 2034	
Ponta Húmida de Inverno eólica 30 % - Importação	3
Ponta Húmida de Inverno eólica 70%	4
Ponta Seca de Verão eólica 5 % solar 70% - Exportação	5
Ponta Seco de Verão eólica 50 % solar 40%.....	6

MAPA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNT 2025-2034

SITUAÇÃO PREVISTA PARA 2034 CONSIDERANDO PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES



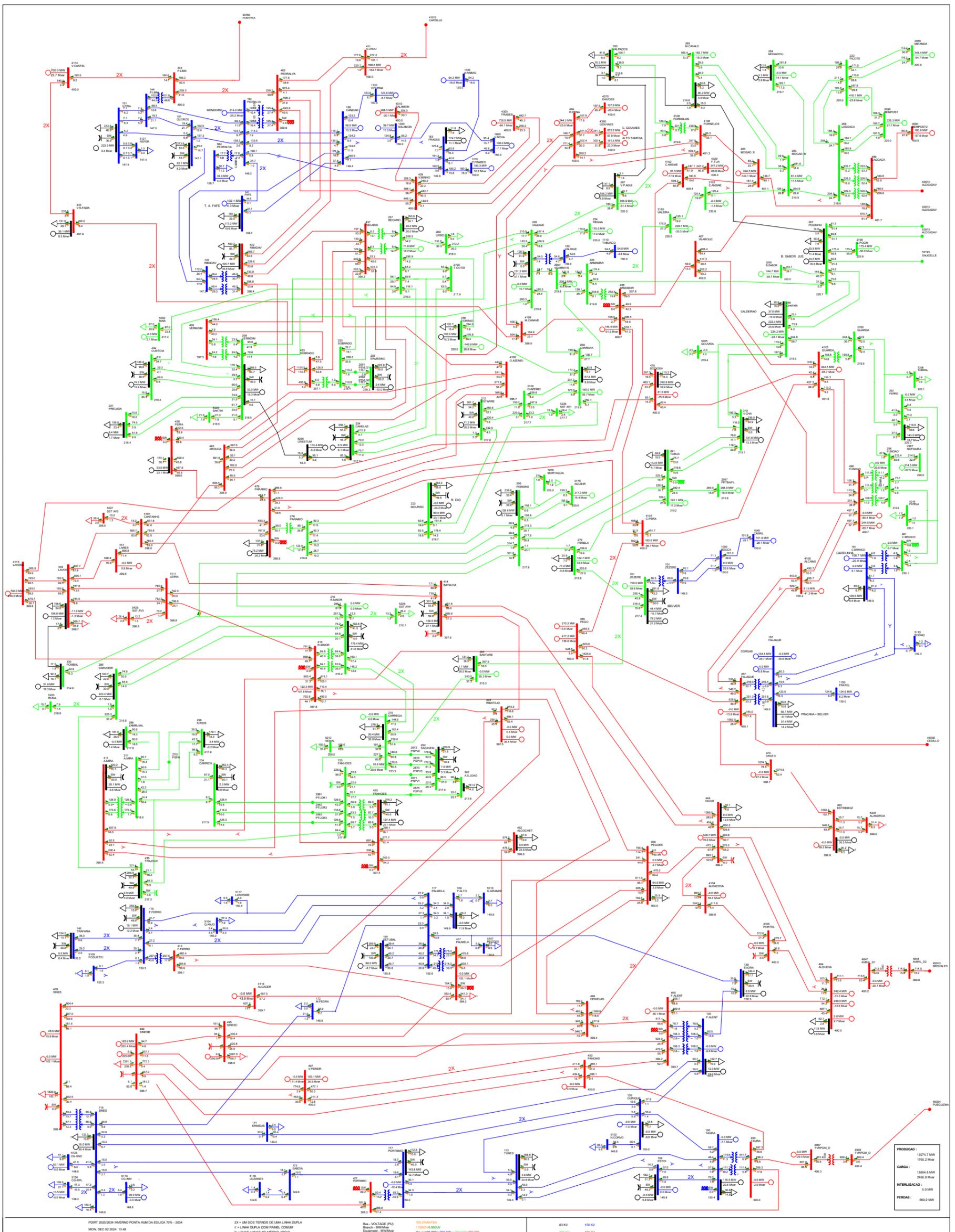


POINT 2025/2034 INVERNO PONTA HARMICA 3FN - 2034
MON DEC 02 2024 13:47

2X = LINHAS DE TENSÃO DE 150KV LINHA DUPLA
E LINHA ÚNICA COM FASES COMUM
E QUATRO LINHAS NO MESMO APOIO

63 kV 150 kV
220 kV 400 kV

PRODUÇÃO: 1679.3 MW
CARGA: 1862.8 MW
INTERLAÇÃO: 2300.0 MW
PERDAS: 57.4 MW

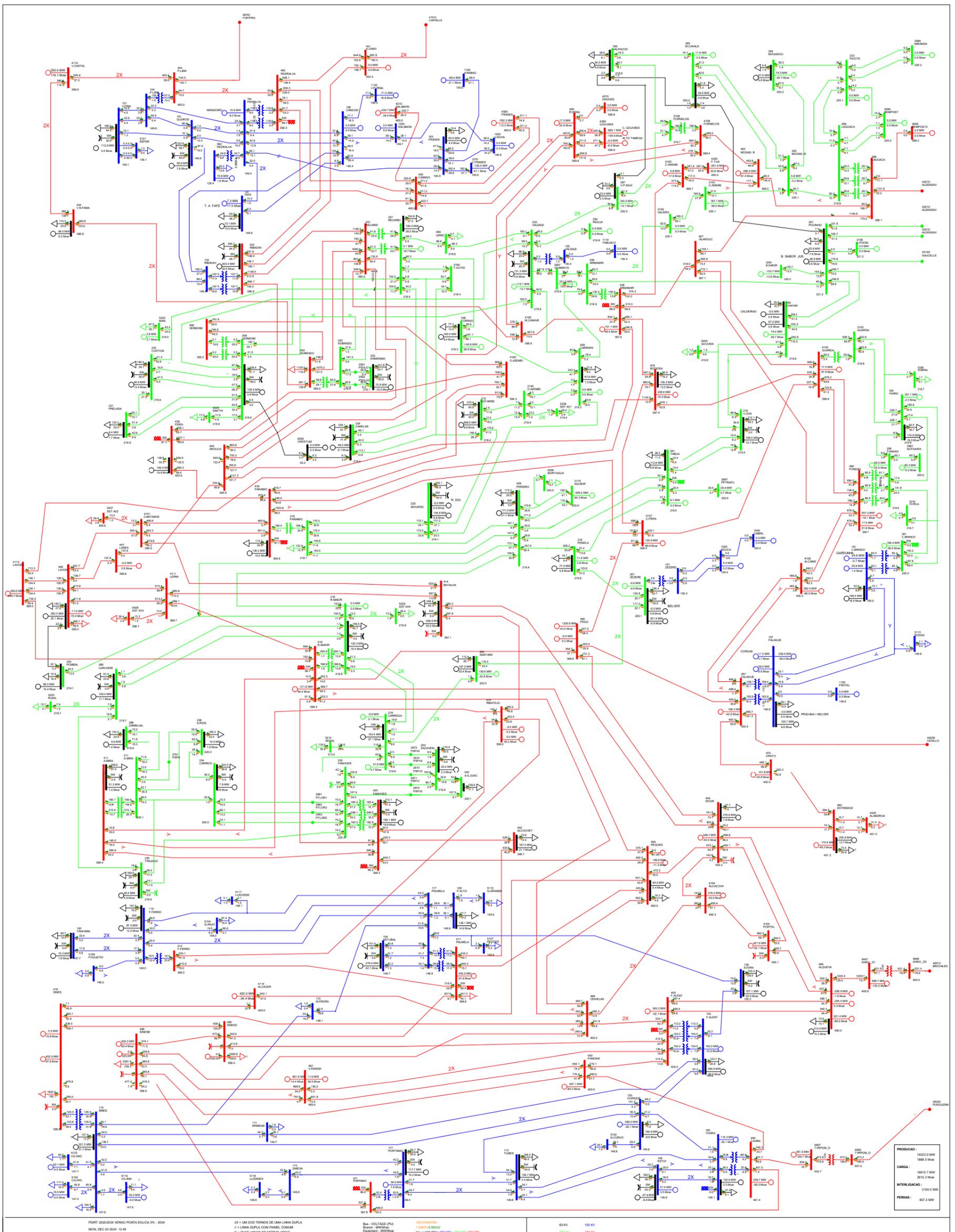


POINT 2025/2034 INVERNO PONTA HAMBIA EDUCICA 7/9 - 2034
MON DEC 02 2024 13:48

2X = UM DOS TERMINOS DE UMA LINHA DUPLA
F = LINHA DUPLA COM FASES COMUM
Y = DUAS LINHAS NO MESMO APOIO

63 KV
150 KV
220 KV
400 KV

PRODUÇÃO: 19274.7 MW
CARGA: 18624.8 MW
INTERLIGADO: 0.0 MW
PERDAS: 650.0 MW

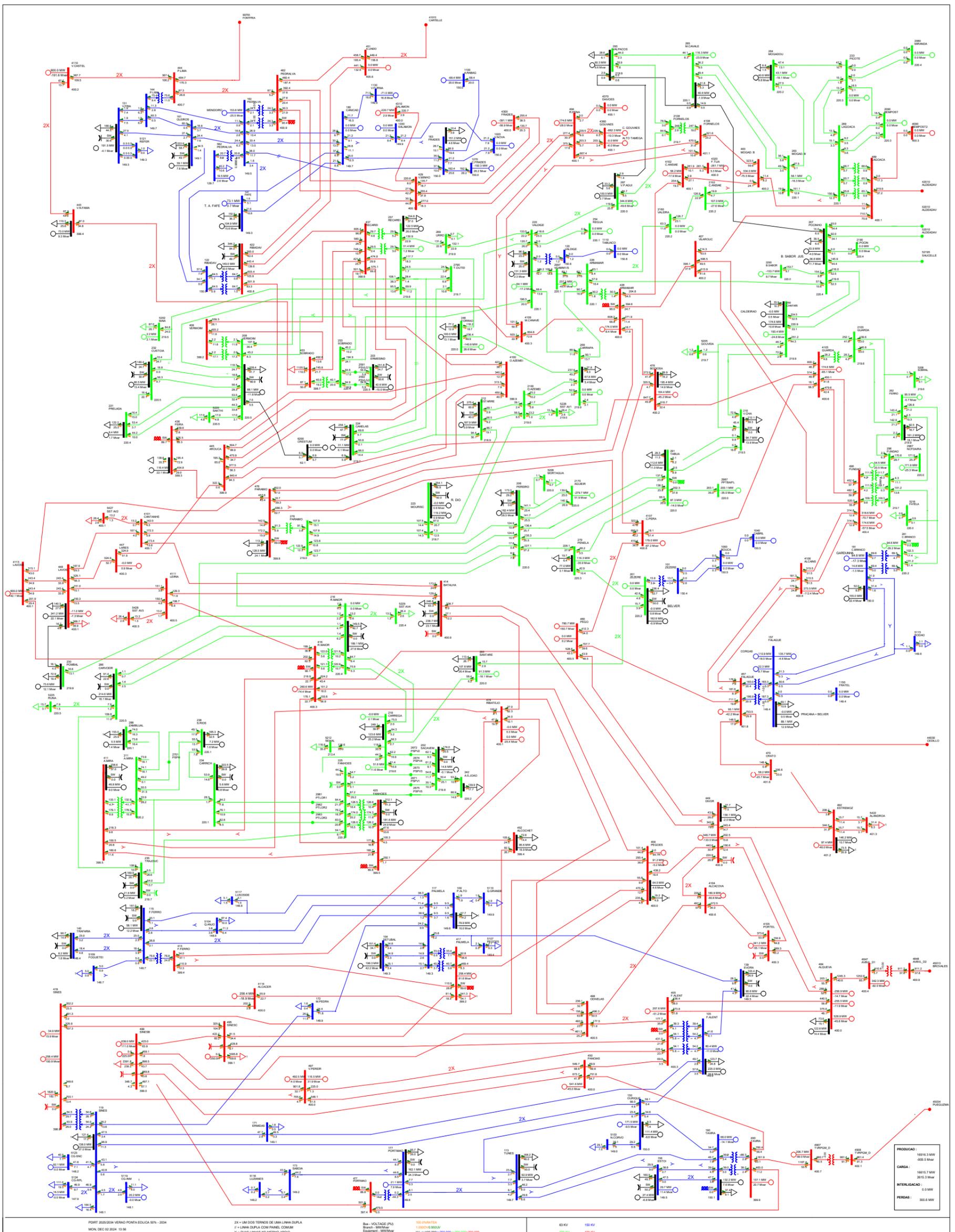


PDIRT 2025/2034 - VERAPO - PONTA EDUCAL PA - 2034
MON, DEC 02 2024 13:49

2X = UM DOS TERMINOS DE UMA LINHA DUPLA
E A LINHA DUPLA COM FASES COMUM
E QUATRO LINHAS NO MESMO APOIO

63 kV 150 kV
220 kV 400 kV

PRODUÇÃO: 19323.0 MW
CARGA: 18675.7 MW
INTERLIGADO: 2100.0 MW
PERDAS: 607.3 MW



POINT 2025/2034 VERAO PONTA EDUCICA 9/6 - 2034
MON DEC 02 2024 10:56

2X = UM DOS TERMINOS DE UMA LINHA DUPLA
Y = LINHA DUPLA COM FASES COMUM
Z = DUAS LINHAS NO MESMO APOIO

63 kV 150 kV 220 kV 400 kV

PRODUÇÃO: 1895.3 MW
CARGA: 1815.7 MW
INTERLIGADO: 0.0 MW
PERDAS: 300.0 MW



07 ANEXOS

ANEXO 15

INDICADORES EVOLUTIVOS DOS
EQUIPAMENTOS DA REDE

REN 

EVOLUÇÃO DO COMPRIMENTO DE CIRCUITOS DE LINHAS EM SERVIÇO [km] ^{a)}					
Situação em 31 Dez.	400 kV	220 kV	150 kV	TOTAL	Total equiv. a 400 kV
1999	1234	2357	2400	5990	2419
2000	1235	2418	2361	6014	2435
2001	1235	2599	2361	6195	2495
2002	1301	2717	2420	6438	2610
2003	1403	2704	2438	6544	2710
2004	1454	2838	2198	6489	2766
2005	1500	2874	2283	6657	2839
2006	1507	3080	2431	7018	2939
2007	1588	3177	2661	7426	3090
2008	1589	3257	2667	7513	3119
2009	1609	3290	2671	7569	3150
2010	1973	3467	2609	8049	3564
2011	2236	3492	2643	8371	3841
2012	2333	3521	2680	8534	3953
2013	2434	3565	2734	8733	4078
2014	2467	3601	2561	8630	4095
2015	2632	3611	2562	8805	4263
2016	2670	3611	2582	8863	4304
2017	2714	3611	2582	8907	4348
2018	2714	3611	2582	8907	4348
2019	2711	3746	2544	9002	4384
2020	2711	3780	2544	9036	4395
2021	3051	3848	2449	9348	4742
2022	3075	3848	2501	9424	4775
2023	3080	3849	2481	9409	4776
2024 ^{b)}	3306	3887	2530	9723	5024
PDIRT 2025-2034: EVOLUÇÃO PREVISTA ATÉ 2034					
2025	4017	3899	2586	10501	5747
2026	4690	3899	2604	11193	6424
2027	4772	3905	2604	11281	6508
2028	5387	4111	2604	12102	7191
2029	6094	4111	2604	12809	7898
2030	6455	4111	2604	13170	8259
2031	6711	4111	2636	13458	8521
2032	6711	4111	2636	13458	8521
2033	6711	4111	2636	13458	8521
2034	6711	4111	2636	13458	8521

Notas:

O comprimento das linhas (circuitos eléctricos) inclui os troços em cabo subterrâneo e é contabilizado segundo a tensão MAT a que são exploradas com excepção dos circuitos MAT explorados a 60 kV que são contabilizados na respectiva tensão de projeto.

a) Nesta contabilização foram considerados os projetos aprovados em anteriores edições de PDIRT, os projetos base e os decorrentes dos Acordos.

b) Valores estimados

EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES DA RNT [MVA] ^{a)}													
Situação em 31 dez.	Transformação (TR)							Autotransformação (AT)					TR+AT
	150/30 kV	150/60 kV	150/130 kV	220/30 kV	220/60 kV	400/60 kV	Total MAT/AT	150/130 kV	220/150 kV	400/150 kV	400/220 kV	Total MAT/MAT	TOTAL
1992	270	3 252			4 431	170	8 123	150	957	1 980	2 700	5 787	13 910
1993	270	3 328			4 620	510	8 728	150	957	1 980	2 700	5 787	14 515
1994	270	3 202			5 420	510	9 402	150	957	2 340	2 700	6 147	15 549
1995	270	3 215			5 420	510	9 415	150	831	2 340	2 700	6 021	15 436
1996	270	3 669			5 546	680	10 165	150	831	2 340	2 700	6 021	16 186
1997	270	3 669			5 609	680	10 228	150	831	2 340	2 700	6 021	16 249
1998	270	3 669			5 949	680	10 568	150	831	2 340	2 700	6 021	16 589
1999	270	3 732			5 949	680	10 631	150	831	2 340	2 700	6 021	16 652
2000	225	3 732			5 955	680	10 592	150	831	2 590	2 700	6 271	16 863
2001	225	3 732			6 144	680	10 781	150	831	2 590	2 700	6 271	17 052
2002	225	3 707			6 484	850	11 266	150	711	2 840	2 700	6 401	17 667
2003	225	3 701			6 628	1 190	11 744	150	831	3 290	3 150	7 421	19 165
2004	225	3 764			6 798	1 190	11 977	150	831	3 290	3 150	7 421	19 398
2005	225	4 208			6 924	1 190	12 547	150	831	3 290	3 150	7 421	19 968
2006	180	4 208			7 346	1 530	13 264	150	831	3 740	3 150	7 871	21 135
2007	180	4 784			7 862	1 700	14 526	150	1 081	3 740	3 600	8 571	23 097
2008	120	5 294			8 819	2 040	16 273	150	1 081	4 640	4 050	9 921	26 194
2009	120	5 420	140		9 644	2 210	17 534	150	961	5 540	4 050	10 701	28 235
2010	120	5 486	140		9 984	2 550	18 280	150	835	5 540	5 400	11 925	30 205
2011	0	6 170	140		10 997	3 060	20 367	150	970	5 990	6 300	13 410	33 777
2012	0	5 692	140		11 443	3 230	20 505	150	970	5 990	6 300	13 410	33 915
2013	0	5 692	140	320	11 512	3 910	21 574	150	970	5 540	6 750	13 410	34 984
2014	0	5 802	140	320	11 542	3 910	21 714	150	700	5 990	7 200	14 040	35 754
2015	0	6 054	140	320	12 209	3 910	22 633	150	700	5 990	7 200	14 040	36 673
2016	0	5 928	140	320	12 448	3 910	22 746	0	700	5 990	7 200	13 890	36 636
2017	0	6 054	140	320	12 448	4 080	23 042	0	700	6 440	7 200	14 340	37 382
2018	0	6 054	140	320	12 574	4 080	23 168	0	830	6 440	7 200	14 470	37 638
2019	0	6 306	140	320	12 977	4 250	23 993	0	830	6 440	7 200	14 470	38 463
2020	0	6 306	140	320	12 977	4 250	23 993	0	830	6 440	7 200	14 470	38 463
2021	0	6 180	140	320	13 071	4 590	24 301	0	830	6 440	7 650	14 920	39 221
2022	0	6 306	140	320	13 071	4 760	24 597	0	830	6 440	7 650	14 920	39 517
2023	0	6 446	140	320	13 071	5 270	25 247	0	830	6 440	7 650	14 920	40 167
2024	0	6 698	140	320	13 071	5 270	25 499	0	830	6 440	7 650	14 920	40 419
PDIRT 2025-2034 : EVOLUÇÃO PREVISTA ATÉ 2034													
2025	0	6 824	140	320	12 995	5 440	25 719	0	830	6 440	7 650	14 920	40 639
2026	0	7 101	140	320	13 265	6 460	27 286	0	830	6 890	7 650	15 370	42 656
2027	0	7 271	140	320	13 265	6 970	27 966	0	830	6 890	7 650	15 370	43 336
2028	0	7 271	140	320	13 359	7 310	28 400	0	830	6 890	8 100	15 820	44 220
2029	0	7 378	140	320	13 409	7 480	28 727	0	830	7 340	8 100	16 270	44 997
2030	0	7 636	140	320	14 158	7 990	30 244	0	830	7 540	8 550	16 920	47 164
2031	0	7 636	140	320	14 334	7 990	30 420	0	830	7 540	8 550	16 920	47 340
2032	0	7 636	140	320	14 384	7 990	30 470	0	830	7 540	8 550	16 920	47 390
2033	0	7 636	140	320	14 554	8 160	30 810	0	830	7 540	8 550	16 920	47 730
2034	0	7 636	140	320	14 724	8 160	30 980	0	830	7 540	8 550	16 920	47 900

NOTAS:

a) Nesta contabilização foram considerados os projetos aprovados em anteriores edições de PDIRT, os projetos base e os de reforços para Acordos.

1. Neste Quadro é apresentado o total de transformação em exploração afeta à função RNT de entrega ao Distribuidor vinculado considerando os projetos aprovados, os projetos base e o decorrente dos Acordos. As três máquinas 220/(60)/30 kV, com respectivamente 2x120 MVA e 1x80 MVA, são operadas e alvo de manutenção por utilizador da rede.

2. Desde 2018 existe um transformador 150/60 kV, 126 MVA em reserva parada na subestação de Ourique o qual entrou em serviço em junho de 2024 após a sua equipagem com painéis. Desde 2021 existe, adicionalmente, um transformador 150/130 kV, 140 MVA em reserva parada na subestação de Pedralva.

3. O ano 2024 apresenta valores estimados.



07 ANEXOS

ANEXO 16

EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO

REN 

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kAef] - Projetos Base + Complementares										
INSTALAÇÃO	Tensão [kVef]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2025	2029	2034	2025	2029	2025	2029	2025	2029
Alandroal (IP)*	400	-	-	-	8,5	10,2	-	-	7,9	9,4
Alcácer	400	-	-	20,2	-	-	-	-	-	-
Alcáçova	400	-	-	36,9	-	-	-	-	-	-
Alcains	400	-	-	23,6	-	-	-	-	-	-
Alcochete	400	15,0	19,9	20,2	14,5	18,5	12,5	15,4	12,8	15,6
Alcoutim*	400	11,4	12,9	14,9	11,2	12,7	9,9	10,7	10,2	11,2
Alqueva	400	16,6	24,2	31,6	16,7	24,6	13,7	18,4	12,2	18,4
Alto de Mira	400	19,0	24,6	23,3	19,0	22,8	14,8	18,3	15,7	18,6
Alto Lindoso	400	30,7	32,4	32,6	28,1	29,2	25,0	26,6	20,4	21,6
Alto Tâmega Gr1	400	19,9	24,1	25,4	18,3	21,3	13,9	18,3	9,8	13,7
Alto Tâmega Gr2	400	19,9	24,1	25,4	18,3	21,3	13,9	18,3	9,8	13,7
Armamar	400	21,1	31,4	32,2	19,1	27,4	18,8	27,2	16,7	24,6
Arouca	400	-	37,4	38,1	-	30,7	-	31,9	-	27,7
Batalha	400	20,2	22,0	23,4	17,7	17,5	16,8	18,6	15,3	15,6
Bemposta II	400	14,8	16,6	16,5	11,5	12,4	12,5	14,5	8,7	9,7
Bodiosa	400	14,1	25,0	26,3	10,4	22,3	13,3	22,3	10,0	20,8
C. Alqueva 1	400	16,2	23,3	30,1	16,2	23,4	13,4	17,8	11,8	17,5
C. Alqueva 2	400	16,4	23,6	30,6	16,3	23,7	13,5	18,0	11,9	17,7
C. Lares Gr1	400	18,0	22,0	22,1	16,2	18,6	15,4	19,4	14,1	16,8
C. Lares Gr2	400	18,6	23,7	23,9	16,9	20,2	15,0	19,7	12,3	15,2
C. Pego (TGCC) Gr 1 ou 2	400	19,6	30,5	31,1	20,1	32,7	14,7	25,0	13,9	27,5
C. Ribatejo Gr 2 ou 3	400	20,2	25,8	23,8	21,5	25,5	14,7	17,9	15,1	17,4
Cantanhede	400	-	27,4	28,3	-	20,8	-	24,5	-	19,4
Carraceda de Ansiães	400	-	20,8	21,0	-	16,5	-	18,2	-	13,4
Castanheira de Pêra	400	-	-	26,2	-	-	-	-	-	-
Cerca*	400	17,8	22,1	20,6	18,4	21,3	13,4	16,0	13,6	15,4
Crato	400	13,5	16,5	17,7	12,4	15,3	11,5	14,2	11,2	13,9
Daivões	400	20,2	24,5	26,0	19,3	22,9	14,2	18,7	10,4	14,9
Divor	400	14,0	29,7	38,2	12,3	26,5	12,2	23,0	11,2	22,5
Estremoz	400	11,7	15,3	16,5	11,4	14,5	10,0	12,9	10,3	13,0
Falagueira	400	19,8	26,0	29,2	20,1	25,9	15,8	21,1	16,9	22,5
Fanhões	400	20,3	28,7	27,2	21,1	27,9	15,5	20,5	17,0	21,8
Feira	400	28,0	34,6	35,3	24,4	29,1	24,1	30,1	21,3	26,7
Fernão Ferro	400	13,3	16,9	17,0	11,7	13,9	11,4	13,6	10,6	12,1
Ferreira do Alentejo	400	15,0	27,9	37,3	14,1	27,6	12,9	20,2	12,6	22,0
Fornelos	400	-	-	22,2	-	-	-	-	-	-
Foz Tua	400	10,5	16,3	16,4	9,2	13,4	9,1	14,4	6,4	10,3
Frades II	400	25,8	30,8	32,0	26,1	29,9	18,1	23,1	13,9	18,3
Fundão	400	8,2	19,8	26,4	8,8	18,6	7,6	18,0	8,2	17,5
Gouvães	400	22,7	28,3	30,2	22,8	27,8	15,3	20,6	11,1	16,3
Gouvães Gr 1, 2, 3 ou 4	400	19,8	23,8	25,1	19,2	22,4	13,8	18,0	10,0	14,1
Guarda	400	-	21,8	27,2	-	19,4	-	19,9	-	18,4
Lagoaça	400	31,4	42,3	42,2	29,4	39,6	24,6	33,5	23,9	33,0
Lares	400	-	24,7	25,0	-	21,0	-	20,6	-	15,9
Lavos	400	23,5	31,6	31,9	22,2	28,0	19,0	26,1	17,7	23,3
Lavos B	400	-	-	31,5	-	-	-	-	-	-
Leiria	400	-	-	27,7	-	-	-	-	-	-
Marco de Canavezes	400	-	-	25,6	-	-	-	-	-	-
Mogadouro B	400	-	32,2	31,9	-	28,6	-	26,9	-	25,4
Moimenta*	400	14,8	19,2	19,4	13,6	17,2	13,6	17,6	12,6	16,2
Odivelas	400	-	-	40,2	-	-	-	-	-	-
Oliveira de Azemeis	400	-	27,3	27,9	-	21,8	-	24,8	-	20,7
Palmela	400	16,9	24,2	25,1	16,9	24,2	13,9	17,9	14,8	19,6
Panóias	400	11,0	15,3	30,3	8,1	14,0	9,8	12,2	7,7	12,1
Paraimo	400	21,6	30,5	32,2	17,6	24,0	19,2	27,1	16,3	22,5
Pedralva	400	33,1	40,5	41,6	31,4	37,1	25,0	31,7	22,6	29,0
Pego	400	19,6	30,5	31,1	20,1	32,7	14,7	25,0	13,9	27,5
Pegões	400	16,7	28,7	31,3	14,7	25,8	14,1	21,2	13,3	21,3
Ponte de Lima	400	22,6	31,8	32,4	17,7	24,3	20,0	27,2	16,0	21,9
Portel	400	-	-	27,1	-	-	-	-	-	-
Portimão	400	9,7	12,1	12,9	8,7	10,6	8,7	10,2	8,1	9,6
Recarei	400	34,0	42,1	43,0	32,1	37,6	28,4	34,9	27,1	33,0
Riba de Ave	400	31,3	35,1	35,5	29,3	31,9	25,6	29,3	24,1	27,3
Ribatejo	400	20,2	25,8	23,8	21,5	25,5	14,7	17,9	15,1	17,4
Ribeira de Pena	400	23,4	29,6	31,7	23,4	28,9	15,8	21,6	11,6	17,4
Rio Maior	400	17,9	31,9	32,3	17,2	31,0	14,8	24,3	14,9	25,7
Salamonde II	400	21,8	25,2	25,9	20,7	22,9	15,9	19,8	12,0	15,2
Santas*	400	10,8	13,9	14,9	10,6	13,2	9,4	11,9	9,6	11,9
Sines	400	16,0	30,6	39,9	15,9	34,4	13,5	20,7	14,2	25,5
Sines B	400	-	29,8	38,7	-	33,1	-	20,2	-	24,6
Sines C	400	-	29,9	37,9	-	32,1	-	20,5	-	24,2
Sobrado	400	26,3	34,5	34,6	22,3	28,4	22,9	29,3	20,1	25,5
Tavira	400	12,9	15,1	17,8	12,8	15,1	11,1	12,2	11,5	13,0
Vale Peretiro	400	12,9	26,0	33,9	11,5	29,4	11,3	18,2	10,6	22,3
Vermoid	400	25,7	31,4	31,5	22,0	25,6	22,4	27,0	19,9	23,4
Viana do Castelo	400	-	-	30,1	-	-	-	-	-	-
Vieira do Minho	400	26,7	32,2	33,4	27,0	31,1	18,6	24,0	14,3	19,0
Vila Nova de Famalicão	400	21,7	28,5	28,0	17,2	21,4	19,4	24,9	15,9	19,7
Vilaverde	400	-	26,9	28,3	-	21,4	-	23,9	-	20,0

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kAef] - Projetos Base + Complementares										
INSTALAÇÃO	Tensão [kVef]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2025	2029	2034	2025	2029	2025	2029	2025	2029
Agueira	220	12.4	12.5	12.9	9.1	11.9	9.7	10.0	8.0	8.3
Alto de Mira	220	23.0	27.2	26.0	26.5	30.2	19.2	22.2	23.0	26.0
Alto de São João	220	15.4	17.0	16.4	15.9	17.0	13.6	14.8	14.6	15.5
Armamar	220	31.1	32.1	32.4	29.2	33.0	26.8	27.5	25.1	29.1
Baixo Sabor	220	11.6	11.7	11.7	10.5	10.6	10.1	10.2	8.1	8.2
Bemposta	220	16.9	17.9	18.0	17.0	17.8	12.1	13.2	11.2	12.2
Bodiosa	220	9.9	-	-	6.1	-	9.6	-	6.0	-
C. Fundação*	220	15.0	19.4	23.8	15.8	20.4	13.3	17.2	14.4	18.7
C. Pocinho	220	26.8	27.3	27.5	24.7	25.1	23.2	23.7	20.2	20.6
C. Ribatejo Gr1	220	23.8	28.0	26.2	23.6	27.6	18.8	21.2	19.5	22.3
C. Tapada do Outeiro	220	29.4	29.4	28.9	28.0	25.3	24.7	26.1	22.2	23.5
Cabeço Vermelho*	220	7.3	7.9	8.5	6.8	7.3	6.6	7.3	6.4	6.9
Canelas	220	25.1	25.6	25.2	21.9	22.0	22.0	23.0	19.3	20.4
Carrapatelo	220	26.5	28.7	27.9	25.5	27.3	22.6	24.2	20.5	22.1
Carrzeda de Ansiães	220	-	14.2	14.3	-	10.7	-	12.7	-	8.8
Carregado	220	24.2	28.5	26.6	24.0	28.2	19.1	21.6	19.9	22.7
Carriche	220	22.5	26.5	26.1	25.1	28.3	18.9	21.8	22.0	24.6
Carvoeira	220	10.3	15.2	15.0	9.4	13.7	9.6	13.6	9.0	12.7
Castelo Branco	220	10.0	11.8	11.7	10.2	12.8	9.2	10.2	9.6	11.6
Castelo de Bode Gr 1, 2	220	13.3	14.1	14.0	13.6	14.0	10.6	11.3	10.3	10.7
Cerrado	220	-	19.7	19.2	-	16.5	-	17.4	-	15.0
Chafariz	220	18.4	21.6	23.2	17.4	20.8	16.8	19.8	16.1	19.3
Custóias	220	26.2	27.9	29.1	24.9	26.2	24.0	25.4	23.4	24.7
Ermesinde	220	18.9	20.1	19.9	17.7	18.7	17.9	18.7	17.1	17.9
Escalabis*	220	10.2	11.1	11.0	10.4	11.0	8.9	9.6	9.4	9.9
Estarreja	220	19.0	20.2	19.7	16.7	17.4	17.5	17.7	15.6	15.7
Fanhões	220	26.3	31.7	30.1	30.4	35.3	21.4	25.0	25.7	29.5
Fatela (IP)*	220	-	-	-	8.4	9.2	-	-	7.9	8.8
Ferro	220	15.4	19.0	22.5	15.5	18.7	13.5	16.8	14.0	17.1
Folques*	220	11.5	12.1	12.6	6.0	12.7	10.9	11.4	5.8	12.2
Fornelos	220	-	-	18.1	-	-	-	-	-	-
Fundão	220	15.4	20.0	24.7	16.2	21.2	13.5	17.7	14.7	19.4
Gouveia (IP)*	220	-	-	-	8.7	9.2	-	-	8.3	8.9
Guarda	220	-	19.6	20.5	-	18.7	-	18.4	-	17.9
Lagoaça	220	24.8	28.6	28.9	27.1	31.2	18.6	21.8	20.7	24.4
Macedo de Cavaleiros	220	9.5	15.3	15.9	8.4	14.9	8.8	13.4	8.0	13.6
Maia*	220	17.6	18.2	18.3	13.7	14.2	16.4	17.1	13.1	13.8
Miranda	220	14.3	15.1	15.1	14.4	15.1	9.2	10.1	7.9	8.8
Mogadouro	220	9.9	17.5	17.1	8.0	16.7	8.2	13.7	6.6	13.9
Mogadouro B	220	-	23.3	23.1	-	23.2	-	18.2	-	19.4
Montenegro*	220	12.9	16.1	18.4	14.0	17.5	11.9	14.8	13.2	16.4
Mortágua (IP)*	220	-	-	-	6.8	8.3	-	-	6.2	6.4
Mourisca	220	18.9	19.3	18.9	17.2	17.8	17.3	17.3	16.1	16.3
Pampilhosa da Serra*	220	8.2	8.6	8.8	7.9	9.8	8.0	8.4	7.7	9.5
Paraimo	220	22.0	21.0	21.1	20.8	20.4	20.1	19.2	19.6	19.1
Penamacor*	220	7.6	8.5	9.1	5.8	10.0	7.0	8.0	5.5	9.5
Penela	220	18.1	18.9	19.3	15.8	16.8	15.6	16.3	14.2	15.0
Pereiros	220	23.1	23.7	25.2	20.4	23.1	19.3	20.1	18.2	19.5
Picote	220	19.0	20.6	20.8	19.9	21.5	11.9	13.4	10.7	12.5
Pocinho	220	29.4	29.9	30.2	27.4	27.9	25.2	25.8	22.4	22.9
Pombal	220	9.1	9.3	9.5	7.4	7.7	8.7	8.9	7.2	7.3
Pontinha	220	20.5	23.8	23.4	22.3	24.8	17.5	19.9	19.9	21.9
Prelada	220	25.7	27.4	27.7	25.5	26.9	23.6	25.0	24.0	25.4
Prior Velho 1	220	20.4	23.3	22.2	20.4	22.5	17.2	19.3	18.2	19.8
Prior Velho 2	220	20.3	23.2	22.1	20.4	22.4	17.1	19.2	18.1	19.8
Prior Velho 3	220	20.5	23.5	22.4	20.6	22.7	17.3	19.4	18.3	20.0
Prior Velho 4	220	20.3	23.2	22.1	20.4	22.4	17.1	19.2	18.1	19.7
Prior Velho 5	220	16.3	18.1	17.5	16.3	17.5	14.3	15.7	14.9	16.0
PT Loures 1	220	-	-	23.1	-	-	-	-	-	-
PT Loures 2	220	-	-	22.8	-	-	-	-	-	-
PT Loures 3	220	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Recarei	220	35.2	37.1	36.4	37.8	39.4	30.0	32.0	32.4	35.0
Régua	220	24.6	25.8	26.5	23.3	24.7	21.2	22.1	19.7	21.2
Rio Maior	220	24.4	29.7	29.0	26.0	31.4	20.7	24.6	22.9	27.4
Runa (IP)*	220	-	-	-	8.8	12.5	-	-	8.5	11.6
Sacavém	220	20.8	23.8	22.7	21.0	23.1	17.5	19.6	18.6	20.3
Sakthi*	220	29.9	32.2	31.8	28.7	30.5	27.0	28.8	26.8	28.5
Santarém	220	14.0	15.6	15.4	13.3	14.3	12.0	13.3	11.9	12.8
São Martinho*	220	23.0	23.9	23.8	17.8	25.2	20.6	21.1	16.8	22.9
Seixal*	220	4.4	4.5	4.4	3.4	3.5	4.2	4.2	3.3	3.3
Senhora da Póvoa*	220	7.6	8.5	9.1	7.0	10.0	7.0	8.0	6.6	9.5
Sete Rios	220	21.5	25.1	24.7	24.2	27.2	18.2	20.8	21.3	23.7
Sincelo*	220	12.3	13.7	14.4	11.7	13.1	11.7	13.1	11.2	12.6
Sobrado	220	22.6	24.3	24.1	21.8	23.2	21.2	22.3	20.8	22.0
Sobral (IP)*	220	-	-	-	8.4	8.4	-	-	8.1	8.2
Tábua	220	17.8	19.0	20.4	15.5	18.7	16.0	17.0	14.5	17.2
Torrão	220	20.3	21.6	21.2	20.1	21.0	17.8	18.5	16.4	17.1
Trojouce	220	18.6	21.6	20.9	18.9	21.0	16.2	18.4	17.2	18.9
Urrô	220	16.2	16.6	16.5	11.6	11.8	15.1	15.6	11.1	11.5
Valdigem	220	29.2	31.1	32.0	28.4	30.6	24.9	26.1	23.9	26.1
Valeira	220	15.6	17.3	17.5	13.3	14.4	13.3	14.9	9.6	10.7
Valongo	220	19.0	20.3	20.1	17.8	18.7	18.0	18.9	17.1	18.0
Valpaços	220	10.6	11.1	14.9	9.6	9.1	9.9	10.3	9.1	8.6
Vermoim	220	30.8	33.2	32.8	31.9	34.0	27.8	29.6	29.5	31.4
Vila Chã	220	15.7	17.1	19.1	14.3	16.0	14.2	15.4	13.2	14.7
Vila Pouca de Aguiar	220	13.1	16.4	18.8	14.2	17.9	12.1	15.0	13.4	16.8
Zambujal	220	20.1	23.1	22.3	22.9	25.5	17.2	19.5	20.3	22.5
Zêzere	220	13.7	14.5	14.4	14.1	14.5	10.9	11.6	10.6	11.1

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kAef] - Projetos Base + Complementares										
INSTALAÇÃO	Tensão [kVef]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2025	2034	2034	2025	2029	2025	2029	2025	2029
Abispark*	150	15.4	17.7	15.8	15.7	18.6	13.9	15.3	14.6	16.8
Alto Rabagão	150	9.1	9.3	9.3	8.8	8.9	6.8	7.2	5.9	6.1
Bouçã	150	5.9	6.1	6.0	6.5	6.6	4.3	4.4	3.9	4.0
C. Frades	150	20.1	21.1	21.1	21.0	21.7	13.9	15.1	13.4	14.1
C. Ourique*	150	12.7	15.6	16.5	12.1	16.4	11.3	12.3	11.2	13.8
Cabril	150	4.9	5.0	4.9	5.5	5.6	3.5	3.6	3.1	3.1
Caniçada	150	26.9	29.4	29.3	27.2	28.9	19.6	21.9	19.2	20.9
Castelo Branco	150	15.6	17.9	16.0	16.0	19.0	14.1	15.5	14.8	17.1
Corgas*	150	5.6	5.8	5.7	6.7	7.1	5.4	5.6	6.6	6.9
Ermidas do Sado	150	9.5	10.8	11.1	8.2	9.1	9.0	10.1	7.9	8.7
Estoi	150	11.0	12.2	12.6	10.0	11.7	10.0	10.5	9.4	10.6
Évora	150	5.3	5.7	5.8	5.2	5.4	4.4	4.7	4.5	4.7
Fafe	150	15.7	16.8	16.7	14.7	15.6	13.7	14.9	13.3	14.1
Falagueira	150	21.2	24.9	22.9	23.5	28.0	18.0	19.9	20.5	23.1
Fernão Ferro	150	20.2	22.7	22.9	18.8	20.8	18.2	19.7	17.7	19.2
Ferreira do Alentejo	150	17.2	27.5	31.6	17.8	30.7	15.2	22.4	16.3	26.2
Fogueteiro (IP)*	150	-	-	-	11.9	12.7	-	-	11.6	12.2
Frades	150	21.5	22.7	22.7	22.8	23.7	14.8	16.1	14.5	15.3
Fratel	150	12.6	13.3	12.9	11.5	11.9	10.6	11.2	8.9	9.3
Gardunha*	150	5.4	5.7	5.5	6.3	6.7	5.1	5.4	6.1	6.4
Indorama*	150	18.7	22.1	22.8	17.6	21.1	17.1	19.4	16.7	19.5
Lusosider*	150	11.6	12.4	12.4	9.3	9.8	11.1	11.6	9.1	9.4
Luzianes (IP)*	150	-	-	-	3.6	3.7	-	-	3.5	3.6
Mendoiro*	150	7.3	7.7	7.7	8.6	9.3	6.9	7.5	8.3	9.0
Monte da Pedra	150	7.1	7.4	7.4	5.7	5.9	6.9	7.1	5.7	5.8
Morgado de Arge*	150	15.2	17.7	18.3	16.7	18.9	13.5	15.2	15.2	17.0
Neves Corvo*	150	5.3	5.7	5.9	4.4	4.8	5.1	5.2	4.3	4.6
Nisa*	150	13.4	14.7	14.0	13.4	14.6	11.9	12.7	12.3	13.1
Oleiros	150	21.1	26.6	26.4	19.5	24.0	18.3	23.2	17.8	21.9
Ourika*	150	12.8	15.7	16.7	12.2	16.5	11.4	12.4	11.3	13.9
Ourique	150	12.8	15.8	16.8	12.3	16.6	11.4	12.5	11.4	14.0
Palmela	150	24.9	28.5	28.8	23.3	29.5	21.7	23.8	21.6	26.2
Pedralva	150	31.5	36.4	36.3	33.7	37.9	24.6	29.0	27.3	31.2
Pegões (IP)*	150	7.0	7.3	7.2	5.6	5.9	6.8	6.9	5.5	5.7
Ponte de Lima	150	-	23.2	23.1	-	23.5	-	21.3	-	22.2
Portimão	150	15.4	17.9	18.6	17.0	19.3	13.6	15.4	15.5	17.3
Porto Alto	150	7.9	8.4	8.5	7.6	8.1	7.3	7.4	7.1	7.4
Quinta do Anjo*	150	14.8	16.0	16.1	11.3	12.2	13.8	14.6	11.0	11.7
Quinta Grande (IP)*	150	-	-	-	2.6	2.6	-	-	2.5	2.5
Refinaria de Sines*	150	15.1	16.9	17.2	13.2	17.4	14.1	15.4	12.7	16.4
Repsol*	150	19.0	22.4	23.2	17.1	20.4	17.2	19.6	16.2	18.9
Riba de Ave	150	23.1	24.3	24.1	20.1	20.8	21.4	22.7	19.0	19.9
Rodão (IP)*	150	-	-	-	7.2	7.5	-	-	6.9	7.2
Sabóia	150	6.7	7.1	7.1	4.6	4.7	6.5	6.7	4.5	4.6
Salamonde	150	16.0	16.7	16.7	14.1	14.4	12.1	13.0	10.1	10.7
Setúbal	150	21.8	24.6	24.8	20.5	24.7	19.3	20.9	19.1	22.3
Sines	150	24.2	30.3	31.9	27.7	35.7	21.4	25.3	25.3	31.1
Tabuaço	150	3.6	3.6	3.6	4.0	4.0	2.8	2.9	2.7	2.7
Tavira	150	19.0	21.7	23.2	22.3	25.3	16.5	18.1	19.9	21.9
Terras Altas de Fafe*	150	6.6	6.9	7.0	6.9	7.5	6.3	6.7	6.7	7.3
Trafaria	150	14.8	16.1	16.2	12.8	13.7	13.8	14.6	12.5	13.1
Tunes	150	13.4	15.2	15.8	12.8	14.0	11.9	13.0	11.8	12.5
Valdigem	150	4.6	4.7	4.7	5.2	5.2	3.9	4.0	4.2	4.3
Viçoso*	150	8.1	8.5	8.7	8.9	9.2	7.0	7.3	8.0	8.3
Vila Fria	150	13.2	16.4	16.3	12.0	14.8	12.2	15.3	11.5	14.2
Vila Fria (IP)*	150	-	-	-	11.9	14.7	-	-	11.4	14.2
Vila Nova	150	18.9	19.7	19.7	19.1	19.7	13.2	14.3	12.2	12.9
Vilarinho das Furnas	150	14.8	15.4	15.4	14.3	14.7	11.3	12.2	9.4	9.8
Zêzere	150	9.0	9.4	9.2	10.0	10.3	7.1	7.4	7.7	7.9
Pedralva	130	3.8	3.9	3.9	4.1	4.2	3.5	3.5	3.8	3.9

Notas:

- Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

EVOLUÇÃO DOS VALORES DE CORRENTES DE DEFEITO [kAef] - Projetos Base + Complementares										
INSTALAÇÃO	Tensão [kVef]	Máximo Trifásico			Máximo Monofásico		Mínimo Trifásico		Mínimo Monofásico	
		2025	2029	2034	2025	2029	2025	2029	2025	2029
Alcochete	63	18.2	19.1	19.2	18.8	19.6	15.8	16.3	16.5	17.1
Alqueva	63	19.3	27.9	29.1	22.5	21.5	16.7	24.0	19.8	18.6
Alto de São João	63	13.0	13.1	18.2	13.2	13.2	12.5	12.8	12.8	12.9
Alto Mira	63	25.0	26.7	26.4	9.9	10.5	23.7	24.7	9.3	9.4
Batalha	63	28.1	30.7	31.3	20.6	22.4	25.8	26.4	18.7	19.0
Bodiosa	63	21.1	31.0	30.9	22.9	22.1	19.3	28.4	20.9	18.9
Canelas ¹⁾	63	23.2	25.4	26.9	22.9	24.9	21.6	23.3	21.5	23.0
Carrapatelo	63	18.5	18.9	18.9	18.6	19.0	17.7	18.4	17.6	18.2
Carregado ⁴⁾	63	17.6	19.2	19.5	8.7	10.2	16.2	16.4	7.6	8.2
Carriche	63	27.3	28.8	28.8	8.7	9.4	25.7	26.9	8.4	9.1
Carvoeira	63	14.7	22.9	23.0	15.6	23.3	14.2	20.6	15.0	21.2
Castelo Branco	63	14.3	20.0	19.2	14.4	20.2	13.5	18.2	13.8	18.8
Chafariz	63	24.6	25.9	25.5	24.7	26.2	22.0	23.2	22.1	23.5
Custóias	63	24.9	25.3	25.4	13.8	14.0	24.4	24.6	13.6	13.5
Divor	63	9.7	26.7	37.7	10.6	29.4	8.8	24.7	9.8	27.7
Ermesinde	63	19.4	20.6	20.4	8.7	10.0	18.9	19.1	8.2	8.7
Estarreja	63	27.1	29.4	29.4	27.7	29.6	24.7	24.8	25.4	25.5
Estoi	63	14.2	15.1	15.3	14.9	16.1	13.2	13.4	13.9	14.7
Estremoz	63	17.1	25.0	25.9	17.9	26.6	15.0	21.6	16.0	23.7
Évora	63	8.4	9.1	9.4	9.4	10.0	6.3	6.7	7.3	7.6
Fafe	63	14.7	15.5	19.1	14.5	15.2	13.5	13.9	13.3	13.7
Falagueira	63	18.2	21.3	19.4	22.1	23.1	14.9	16.9	18.2	18.2
Fanhões	63	27.3	30.5	30.8	29.6	19.6	25.7	27.5	28.4	17.7
Feira	63	19.9	21.7	29.7	21.9	23.7	18.9	19.6	21.1	21.8
Fernão Ferro	63	22.5	23.9	24.0	8.1	8.6	21.2	21.9	7.1	7.4
Ferreira do Alentejo	63	17.4	23.0	29.7	17.2	23.8	14.9	19.0	15.0	20.4
Ferro	63	20.0	22.2	25.9	21.1	23.2	17.4	19.0	18.5	20.0
Frades	63	20.5	21.6	21.0	20.7	21.6	17.7	18.5	17.2	17.7
Lavos ²⁾	63	30.6	32.9	33.2	23.0	25.1	29.3	31.0	21.8	23.6
Macedo de Cavaleiros ³⁾	63	15.3	17.7	17.7	14.9	17.7	14.5	16.4	14.0	16.6
Mogadouro	63	8.6	9.6	9.5	8.7	10.0	7.5	8.4	7.6	8.9
Mourisca	63	24.2	25.0	23.7	24.7	24.7	21.3	21.2	22.0	21.3
Oleiros	63	19.0	21.1	21.2	20.0	22.1	17.7	19.6	19.1	21.0
Ourique	63	7.4	13.6	15.4	7.3	14.8	7.0	11.6	6.9	13.0
Paraimo	63	19.2	20.8	21.3	20.8	22.5	18.3	19.1	20.0	20.8
Pegões	63	-	-	19.6	-	-	-	-	-	-
Penela	63	21.8	22.6	22.7	21.7	22.7	20.7	21.2	20.9	21.4
Pereiros	63	24.7	25.6	26.1	12.2	13.1	22.0	22.4	9.6	10.1
Pocinho ³⁾	63	20.1	20.5	20.9	24.1	24.4	18.7	18.7	22.3	22.4
Pombal ²⁾	63	14.3	15.2	15.3	12.6	13.4	13.6	13.8	11.9	12.0
Portimão	63	15.5	23.5	24.1	17.1	25.8	14.0	20.9	15.7	23.6
Porto Alto	63	10.2	11.0	13.2	10.7	11.5	9.0	9.2	9.6	9.9
Prelada	63	15.0	15.0	21.3	9.2	9.2	14.6	14.8	8.9	9.0
Recarei	63	24.1	25.9	25.9	24.6	26.2	22.8	22.9	23.4	23.6
Riba de Ave	63	25.1	31.2	30.8	24.2	30.1	22.4	27.4	21.5	26.4
Rio Maior	63	24.6	27.1	27.3	16.1	17.8	23.5	24.6	15.2	15.8
Sacavém	63	21.8	22.5	22.3	9.9	10.1	20.6	20.9	9.6	9.6
Santarém	63	15.3	16.6	21.2	9.4	10.3	13.5	13.9	8.0	8.2
Sete Rios	63	22.5	23.3	23.3	9.6	9.7	21.3	22.1	9.3	9.4
Setúbal	63	26.6	29.1	28.6	15.0	16.3	24.3	25.3	13.4	13.7
Sines	63	20.9	23.4	23.9	23.7	26.2	18.7	19.8	21.5	22.8
Tábua	63	16.1	16.4	16.7	15.3	16.1	15.3	15.6	14.6	15.3
Tavira	63	15.4	23.3	24.5	15.9	25.0	14.2	21.2	14.8	23.2
Torrão	63	16.3	17.2	17.1	8.6	9.6	15.5	15.9	8.0	8.4
Trafaria	63	12.8	13.2	13.2	13.7	14.2	12.6	12.6	13.4	13.7
Trajouce	63	21.4	22.7	22.5	23.5	24.6	20.3	21.2	22.7	23.3
Tunes	63	17.9	19.6	20.3	18.6	19.8	15.9	16.7	16.7	17.4
Valdigem	63	26.7	27.6	27.4	26.7	27.7	24.0	24.6	23.6	24.4
Valpaços ³⁾	63	15.8	16.3	17.6	15.1	15.0	14.4	14.9	13.7	13.7
Vermoim ¹⁾	63	29.4	31.2	30.9	15.2	17.0	28.3	28.9	14.1	14.8
Vila Chã	63	22.9	24.1	24.8	24.2	25.7	19.8	20.7	20.8	22.0
Vila Fria	63	19.3	21.5	21.8	21.7	24.2	18.3	20.4	20.8	23.1
Vila Nova de Famalicão	63	18.6	20.1	20.0	18.2	19.5	18.0	19.1	17.6	18.6
Vila Pouca de Aguiar ³⁾	63	21.8	23.2	24.3	16.6	16.8	20.4	21.9	14.9	15.1
Zambujal	63	19.4	19.9	19.7	8.6	8.7	18.4	19.0	8.3	8.4
Zêzere	63	21.0	23.7	21.9	22.3	24.7	17.2	18.0	18.1	18.8

Notas:

¹⁾ Inclui fecho de malha Vermoin - Canelas a 60kV

²⁾ Inclui fecho de malha Lavos - Pombal a 60kV

³⁾ Inclui fecho de malha Vila Pouca de Aguiar - Valpaços -Macedo de Cavaleiros - Pocinho a 60kV

⁴⁾ Valores de corrente de defeito calculados na SE Vale do Tejo da EDP Distribuição, dado a subestação do Carregado não ter barramento de 60 kV
 - Instalação de utilizador da rede

- Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo também os Projetos Complementares

INSTALAÇÃO	Tensão [kVef]	RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - Projetos Base + Complementares			
		Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2025	2029	2025	2029
Alandroal (IP)*	400	-	-	-	-
Alcácer	400	-	-	-	-
Alcáçova	400	-	-	-	-
Alcains	400	-	-	-	-
Alcochete	400	7.4	6.2	3.9	3.5
Alcoutim*	400	10.0	9.3	7.0	6.1
Alqueva	400	10.3	9.1	7.3	5.8
Alto de Mira	400	7.0	5.9	3.4	3.3
Alto Lindoso	400	15.5	14.1	12.0	11.9
Alto Tâmega Gr1	400	11.7	11.7	9.0	9.2
Alto Tâmega Gr2	400	11.7	11.7	9.0	9.2
Armamar	400	12.0	10.4	9.8	8.8
Arouca	400	-	8.6	-	6.6
Batalha	400	9.5	8.0	5.5	5.1
Bemposta II	400	15.6	13.4	14.2	12.5
Bodiosa	400	9.8	9.8	8.0	8.2
C. Alqueva 1	400	10.3	9.3	7.4	6.0
C. Alqueva 2	400	10.2	9.1	7.3	5.9
C. Lares Gr1	400	11.2	8.9	7.4	6.3
C. Lares Gr2	400	11.3	9.0	7.1	6.1
C. Pego (TGCC) Gr 1 ou 2	400	11.5	10.6	6.7	6.7
C. Ribatejo Gr 2 ou 3	400	7.9	6.8	3.7	3.6
Cantanhede	400	-	8.4	-	6.0
Carrzeda de Ansiães	400	-	10.8	-	9.8
Castanheira de Pêra	400	-	-	-	-
Cerca*	400	8.1	7.2	3.9	3.9
Crato	400	11.1	10.6	8.3	8.2
Daivões	400	11.8	11.9	9.0	9.3
Divor	400	9.3	7.6	6.2	4.5
Estremoz	400	9.9	9.4	7.0	6.7
Falagueira	400	12.6	12.7	8.9	9.1
Fanhões	400	6.9	5.7	3.3	3.1
Feira	400	10.1	8.4	7.0	6.4
Fernão Ferro	400	7.5	6.4	4.1	3.7
Ferreira do Alentejo	400	8.0	6.1	5.3	3.5
Fornelos	400	-	-	-	-
Foz Tua	400	12.6	11.1	10.7	10.0
Frades II	400	12.0	11.2	8.7	8.8
Fundão	400	11.5	11.0	9.7	9.5
Gouvães	400	11.9	12.0	8.9	9.1
Gouvães Gr 1, 2, 3 ou 4	400	12.0	12.0	9.1	9.3
Guarda	400	-	11.1	-	9.7
Lagoaça	400	25.7	19.2	22.9	16.2
Lares	400	-	8.9	-	6.0
Lavos	400	10.8	7.9	6.5	5.1
Lavos B	400	-	-	-	-
Leiria	400	-	-	-	-
Marco de Canavezes	400	-	-	-	-
Mogadouro B	400	-	13.4	-	12.3
Moimenta*	400	11.9	10.8	10.2	9.7
Odivelas	400	-	-	-	-
Oliveira de Azemeis	400	-	8.7	-	6.8
Palmela	400	7.0	5.4	3.7	3.1
Panóias	400	8.8	8.3	6.3	5.1
Paraimo	400	10.0	8.3	6.9	6.1
Pedralva	400	12.0	9.9	8.5	8.0
Pego	400	11.5	10.6	6.7	6.7
Pegões	400	7.6	6.1	4.2	3.3
Ponte de Lima	400	11.3	9.4	9.1	7.9
Portel	400	-	-	-	-
Portimão	400	8.6	7.5	6.0	4.9
Recarei	400	9.8	7.8	6.6	5.9
Riba de Ave	400	10.7	9.3	7.8	7.4
Ribatejo	400	7.9	6.8	3.7	3.6
Ribeira de Pena	400	11.9	11.9	8.8	9.0
Rio Maior	400	9.0	7.0	4.8	3.8
Salamonde II	400	11.9	11.2	8.9	9.0
Santas*	400	10.0	9.6	7.2	7.0
Sines	400	7.3	4.2	4.6	2.6
Sines B	400	-	4.2	-	2.6
Sines C	400	-	4.2	-	2.6
Sobrado	400	9.7	7.3	6.9	5.8
Tavira	400	9.9	9.1	6.7	5.7
Vale Pereiro	400	7.9	5.1	5.3	3.0
Vermoim	400	9.6	7.8	6.7	6.2
Viana do Castelo	400	-	-	-	-
Vieira do Minho	400	12.0	11.2	8.7	8.7
Vila Nova de Famalicão	400	10.0	8.2	7.6	6.8
Vilarouco	400	-	11.8	-	10.6

INSTALAÇÃO	Tensão [kVef]	RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - Projetos Base + Complementares			
		Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2025	2029	2025	2029
Aguleira	220	6.1	6.6	5.3	5.4
Alto de Mira	220	6.3	5.5	3.0	3.1
Alto de São João	220	5.4	4.8	3.3	3.3
Armamar	220	8.8	9.0	7.3	7.6
Baixo Sabor	220	8.0	8.1	7.2	7.2
Bemposta	220	10.5	10.3	9.6	9.5
Bodiosa	220	8.7	-	8.0	-
C. Fundão*	220	9.6	11.7	8.1	10.1
C. Pocinho	220	7.4	7.6	6.8	6.8
C. Ribatejo Gr1	220	6.3	5.5	3.3	3.2
C. Tapada do Outeiro	220	9.0	8.3	5.7	5.9
Cabeço Vermelho*	220	6.8	6.8	6.2	6.4
Canelas	220	7.8	7.3	5.2	5.3
Carrapateiro	220	6.8	6.9	5.5	5.5
Carrizada de Anslães	220	-	7.5	-	7.0
Carregado	220	6.3	5.5	3.3	3.2
Carriche	220	6.0	5.3	2.9	3.0
Carvoeira	220	5.9	6.5	4.0	4.5
Castelo Branco	220	8.8	9.3	7.8	8.1
Castelo de Bode Gr 1, 2	220	5.7	5.6	4.5	4.5
Cerrado	220	-	5.9	-	4.7
Chafariz	220	6.8	7.3	6.0	6.6
Custóias	220	8.1	7.7	5.4	5.5
Ermesinde	220	8.7	8.3	6.0	6.1
Escalabis*	220	5.4	5.4	4.2	4.2
Estarreja	220	6.1	5.8	4.8	4.6
Fanhões	220	6.6	5.7	3.0	3.1
Fatela (IP)*	220	-	-	-	-
Ferro	220	8.9	10.0	7.6	8.8
Folques*	220	6.7	6.6	5.9	6.1
Fornelos	220	-	-	-	-
Fundão	220	9.8	12.1	8.2	10.4
Gouveia (IP)*	220	-	-	-	-
Guarda	220	-	9.0	-	8.3
Lagoaça	220	19.6	21.2	18.3	19.0
Macedo de Cavaleiros	220	7.3	10.0	6.5	9.0
Maia*	220	6.5	6.3	5.0	5.0
Miranda	220	10.2	10.2	8.1	8.2
Mogadouro	220	6.8	9.6	6.5	8.7
Mogadouro B	220	-	13.2	-	11.5
Montenegro*	220	7.1	8.1	6.3	7.3
Mortágua (IP)*	220	-	-	-	-
Mourisca	220	6.1	5.7	4.8	4.7
Pampilhosa da Serra*	220	7.0	7.0	6.4	6.6
Paralmo	220	7.3	6.6	5.8	5.5
Penamacor*	220	8.1	8.2	7.4	7.8
Penela	220	6.0	6.0	4.9	5.0
Pereiros	220	6.1	6.2	4.8	4.9
Picote	220	11.7	12.0	9.0	9.3
Pocinho	220	7.7	7.9	7.0	7.0
Pombal	220	5.8	5.8	5.0	5.1
Pontinha	220	5.8	5.1	3.0	3.1
Prelada	220	7.3	6.9	5.0	5.1
Prior Velho 1	220	5.7	5.1	3.1	3.1
Prior Velho 2	220	5.7	5.1	3.1	3.1
Prior Velho 3	220	5.8	5.1	3.1	3.2
Prior Velho 4	220	5.7	5.1	3.1	3.1
Prior Velho 5	220	5.7	5.1	3.4	3.4
PT Loures 1	220	-	-	-	-
PT Loures 2	220	-	-	-	-
PT Loures 3	220	-	-	-	-
Recarei	220	8.8	8.1	5.4	5.6
Régua	220	7.8	7.8	6.5	6.6
Rio Maior	220	7.5	6.8	4.1	4.2
Runa (IP)*	220	-	-	-	-
Sacavém	220	5.8	5.2	3.1	3.2
Sakthi*	220	8.8	8.4	5.6	5.8
Santarém	220	5.4	5.3	3.9	3.9
São Martinho*	220	7.7	7.8	6.8	7.0
Seixal*	220	5.3	5.3	3.7	3.7
Senhora da Póvoa*	220	8.1	8.2	7.4	7.8
Sete Rios	220	5.7	5.1	2.9	3.0
Síncelo*	220	6.3	6.5	5.8	6.1
Sobrado	220	10.0	9.6	6.6	6.7
Sobral (IP)*	220	-	-	-	-
Tábua	220	6.5	6.3	5.4	5.4
Torrão	220	6.5	6.4	5.2	5.2
Trajouce	220	6.1	5.5	3.2	3.3
Urró	220	6.3	6.1	5.3	5.4
Valdigem	220	8.4	8.5	6.7	6.8
Valeira	220	6.8	7.5	6.1	6.7
Valongo	220	9.1	8.8	6.3	6.4
Valpaços	220	7.6	9.2	6.8	8.4
Vermoim	220	9.1	8.6	5.6	5.8
Vila Chã	220	6.4	6.1	5.4	5.3
Vila Pouca de Aguiar	220	7.1	8.2	6.3	7.3
Zambujal	220	5.4	4.8	2.9	3.0
Zézere	220	5.7	5.6	4.5	4.5

INSTALAÇÃO	Tensão [kVef]	RELAÇÃO X/R TRIFÁSICA - Projetos Base + Complementares			
		Máximo Trifásico		Mínimo Trifásico	
		2025	2029	2025	2029
Abispark*	150	9.3	9.5	7.9	8.1
Alto Rabagão	150	5.4	5.2	4.6	4.5
Bouçã	150	7.2	7.1	5.4	5.5
C. Frades	150	9.6	9.8	7.2	7.3
C. Ourique*	150	6.1	6.6	4.9	4.7
Cabril	150	6.5	6.4	4.8	4.9
Cançada	150	8.2	8.0	6.1	6.2
Castelo Branco	150	10.3	10.9	8.6	9.0
Corgas*	150	7.9	7.9	7.5	7.6
Ermidas do Sado	150	6.6	6.3	5.5	5.3
Estoi	150	5.6	5.2	4.0	3.9
Évora	150	4.3	4.3	2.9	3.1
Fafe	150	7.6	7.2	5.9	5.9
Falagueira	150	16.8	19.0	13.3	14.6
Fernão Ferro	150	7.1	6.1	3.8	3.8
Ferreira do Alentejo	150	8.8	9.6	6.0	5.6
Fogueteiro (IP)*	150	-	-	-	-
Frades	150	9.7	9.9	7.2	7.4
Fratel	150	6.7	6.7	6.1	5.9
Gardunha*	150	7.3	7.3	6.9	7.0
Indorama*	150	6.6	5.7	4.9	4.4
Lusosider*	150	6.1	5.6	4.3	4.3
Luzianes (IP)*	150	-	-	-	-
Mendoiro*	150	7.6	7.6	7.1	7.2
Monte da Pedra	150	3.9	3.7	3.5	3.4
Morgado de Arge*	150	6.4	6.2	4.6	4.6
Neves Corvo*	150	4.0	3.9	3.6	3.6
Nisa*	150	9.7	9.6	8.6	8.7
Oleiros	150	6.2	6.4	4.5	5.0
Ourika*	150	6.2	6.6	4.9	4.7
Ourique	150	6.2	6.6	4.9	4.7
Palmela	150	7.4	6.5	4.0	3.9
Pedralva	150	11.3	10.7	7.6	8.0
Pegões (IP)*	150	3.9	3.8	3.4	3.4
Ponte de Lima	150	-	7.8	-	6.3
Portimão	150	6.4	6.2	4.6	4.6
Porto Alto	150	4.0	3.9	3.2	3.2
Quinta do Anjo*	150	6.3	5.6	4.1	4.0
Quinta Grande (IP)*	150	-	-	-	-
Refinaria de Sines*	150	5.9	5.2	4.8	4.3
Repsol*	150	6.3	5.5	4.7	4.2
Riba de Ave	150	11.2	10.2	8.5	8.7
Rodão (IP)*	150	-	-	-	-
Sabóia	150	3.9	3.7	3.6	3.5
Salamonde	150	8.3	8.2	6.7	6.7
Setúbal	150	6.9	6.2	4.0	3.9
Sines	150	7.0	6.0	4.8	4.1
Tabuaço	150	13.6	13.7	11.2	11.4
Tavira	150	9.6	9.5	6.3	6.0
Terras Altas de Fafe*	150	8.3	8.3	7.5	7.6
Trafaria	150	5.7	5.2	3.7	3.6
Tunes	150	5.2	4.8	3.8	3.7
Valdigem	150	29.8	30.3	27.6	28.1
Viçoso*	150	7.1	7.0	5.7	5.6
Vila Fria	150	4.8	6.2	3.8	5.1
Vila Fria (IP)*	150	-	-	-	-
Vila Nova	150	9.1	9.3	7.0	7.1
Vilarinho das Furnas	150	5.4	5.3	4.6	4.5
Zêzere	150	11.3	11.5	8.7	8.6
Pedralva	130	22.9	21.7	11.7	11.5

CONTACTOS

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

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

www.ren.pt

REN 