



---

## **Consulta pública 83:**

**Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2020-2029 (PDIRT-E 2019)**

**Documento de comentários**



## 1. Enquadramento

O PDIRT-E é o Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte da Eletricidade, com um horizonte decenal e que, segundo o Decreto-Lei n.º 172/2006 na sua redação atual, compete à REN elaborar de dois em dois anos. Uma vez elaborada a proposta inicial, o PDIRT-E é comunicado à DGEG que aprecia e determina eventuais alterações. Em seguida, a DGEG comunica à ERSE a proposta, competindo ao regulador promover uma consulta pública com duração de 30 dias úteis (fase atual). Mais tarde, com base nos resultados da consulta pública a ERSE emitirá parecer, não vinculativo, que envia à DGEG e REN. Baseando-se neste parecer, a REN elabora então a proposta final do PDIRT-E que submete à DGEG para que por essa via seja enviada ao Governo, acompanhado do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública. A aprovação do PDIRT-E compete ao membro do governo responsável pela área da energia, após parecer da ERSE.

A elaboração do PDIRT-E 2019 baseou-se no Relatório de Monitorização e Segurança de Abastecimento de 2018 (RMSA-E), no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), sem esquecer as orientações do *Ten Year National Development Plan* (TYNDP), sendo algumas das iniciativas de âmbito nacional enquadradas como Projetos de Interesse Comum (PCI).

O presente texto foi redigido para integrar, entre outros, os comentários a apresentar pela EDP no âmbito da Consulta Pública que se encontra em curso.

Como nota prévia aos comentários, não podemos deixar de manifestar preocupação face aos pressupostos considerados na formulação do PDIRT-E 2019. Dado o desfasamento temporal entre a elaboração do documento pela REN e a sua apresentação para consulta pública pela ERSE, a consideração do RMSA-E 2018, em vez do RMSA-E 2019, induz um planeamento incorreto da rede de transporte.

Numa altura em que se mostra urgente descarbonizar a economia, a eletrificação do consumo será um dos pilares cruciais para atingir as metas incluídas no PNEC 2030. Assim, os investimentos na rede de transporte de eletricidade tornam-se essenciais para alavancar essa transição energética. Se se encurtassem os períodos que decorrem entre a elaboração dos planos de investimento e a sua aprovação, tornar-se-ia possível incluírem-se os pressupostos mais atuais e, conseqüentemente, adaptar-se os planos às necessidades mais prementes do sistema elétrico nacional.



## 2. Comentários

No âmbito desta consulta promovida pela ERSE, o Grupo EDP apresenta de seguida os seus comentários no sentido de contribuir para a melhoria desta peça essencial para o correto funcionamento de todo o setor elétrico e para a prossecução dos objetivos de política energética e ambiental, num contexto nacional, ibérico e europeu.

Os comentários da EDP assentam sobre os seguintes aspetos:

- Pressupostos do PDIRT-E
- Capacidade de receção de energia renovável
- Gestão de energia reativa
- Metodologia de seleção de investimentos e informação económica
- Prazos do processo de aprovação do PDIRT-E

Globalmente, esta proposta de PDIRT-E é positiva. Não obstante, existem alguns aspetos desta proposta que carecem de melhoria ou até de algum reenquadramento.

Em termos conceptuais, ou metodológicos, a EDP entende que o PDIRT-E carece de uma reformulação e atualização de forma a estar enquadrado com as transformações que se vivem no setor elétrico. A versão do PDIRT-E sob consulta pública reflete uma posição conservadora do operador da RNT, refere por exemplo que a participação do consumo na gestão das redes é ainda uma solução pouco madura e que, por isso, não se justifica a sua consideração no planeamento da rede. Não considerando também a possibilidade de no futuro haver agregadores a permitirem que grupos de clientes mais pequenos participem em mercados de energia ou de serviços de sistema. Para além disso, o operador da RNT faz um planeamento da rede de transporte que antevê um fluxo de energia primordialmente dos grandes centros electroprodutores, a montante, para as cargas a jusante. Nos próximos anos, espera-se um aumento significativo da produção distribuída, alavancada pelo quadro regulamentar vigente que permite o autoconsumo coletivo e que irá permitir, em 2021, o surgimento de comunidades de energia renovável. Todos estes fatores irão certamente impactar os fluxos de energia nas redes de transporte. Assim sendo, sugere-se que as próximas versões do PDIRT-E venham a considerar estes fatores nos diferentes cenários para o planeamento das redes do futuro.



## 2.1. Pressupostos do PDIRT-E 2019 (2020-2029)

Em termos de pressupostos, a previsão do consumo adotada neste PDIRT-E é a do cenário ‘Central Ambição’ do RMSA-E 2018 (RMSA mais recente disponível na altura da elaboração do PDIRT-E) por ser a que melhor se adapta às perspetivas e metas para a transição energética anunciadas pelo Governo com o PNEC. Complementarmente, foram realizadas duas análises de sensibilidade, designadamente, ao cenário ‘Superior Ambição’ e ao cenário de ‘estagnação das pontas’.

A previsão de evolução da oferta, com as desclassificações e novas entradas, alinha com as metas do PNEC. A EDP nota a entrada de capacidade renovável no horizonte 2030 depende de objetivos públicos existentes, mas também da evolução da procura de eletricidade, um crescimento de 0,6% anual utilizado no cenário considerado não é condizente com as entradas previstas no PNEC 2030. Seria mais adequado que a análise do PDIRT-E considerasse um cenário futuro de procura de eletricidade e entrada de renováveis que fosse coerente entre si, por exemplo, através de um ajuste de entradas de capacidade que garantisse a concretização do objetivo de RES-E de 80% em 2030 ao invés da utilização direta dos valores do PNEC 2030.

Em termos de potência instalada, assinala-se que o cenário ‘Central Ambição’ do RMSA-E, assumido neste PDIRT-E, apresenta, face ao cenário ‘Continuidade’, maior capacidade renovável (eólica e solar), como evidenciam os dois gráficos seguintes relativos aos estádios 2025 e 2030. Também aqui o cenário ‘Central Ambição’ do RMSA-E 2019 antecipa uma maior capacidade instalada renovável mesmo já em 2025, o que também indicia que os pressupostos da oferta neste PDIRT-E deveriam ser revistos em consonância com esta informação mais recente. Importa referir que o PDIRT-E apresentado inclui unidades já não previstas no RMSA-E 2019 e não considera decisões entretanto tomadas pelo Governo.

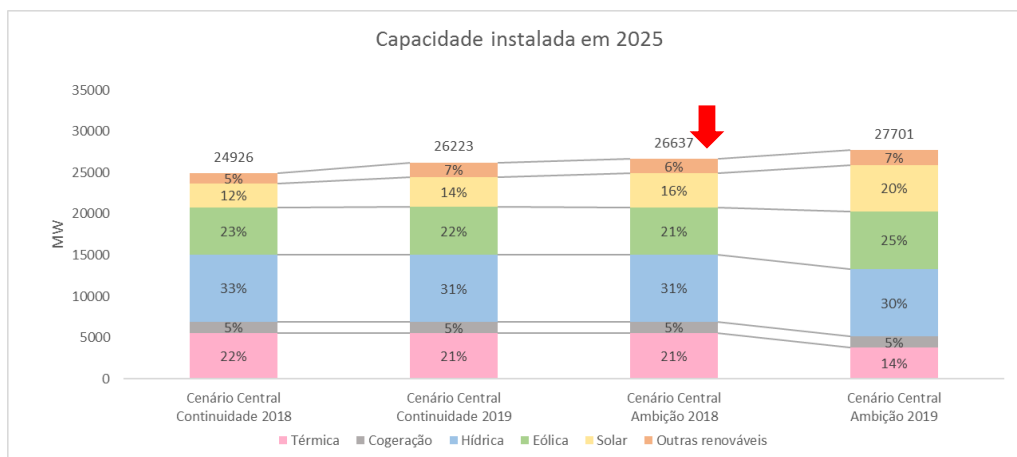


Figura 1 – Capacidade instalada em 2025

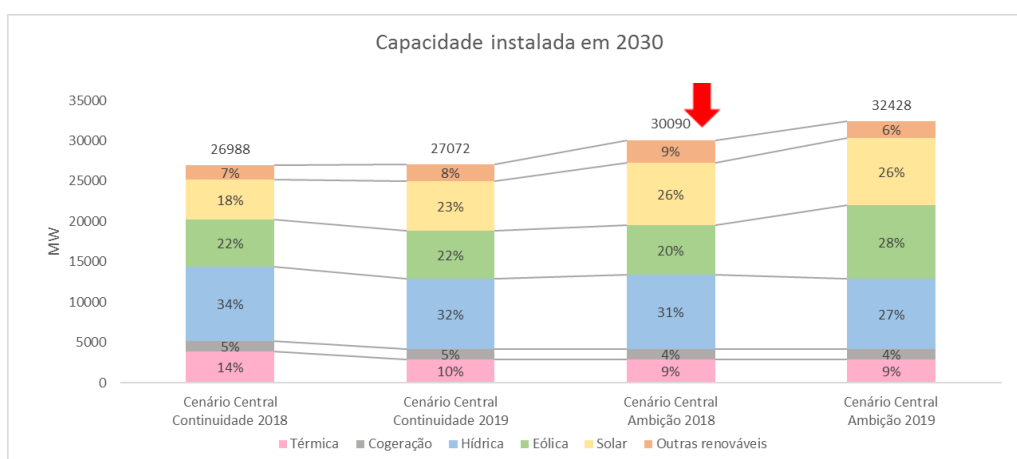


Figura 2 – Capacidade instalada em 2030

Ainda relativamente à oferta, importa salientar que o RMSA-E 2018 pressupõe as seguintes datas de entradas e saídas do sistema:

Aproveitamento Hídrico	Promotor	Data de entrada em serviço	Capacidade instalada (MW)
Gouvães	Iberdrola	2021	880
Daivões	Iberdrola	2021	114
Alto Tâmega (Vidago)	Iberdrola	2023	160
Fridão*	EDP	2026	238
Carvão-Ribeira	EDP	2030	555

\* O Ministério do Ambiente tomou em 2016 a decisão de suspender por 3 anos.

Tabela 1 – Datas de comissionamento das grandes centrais hídricas segundo o RMSA-E 2018

Centro Electroprodutor	Cenário Continuidade	Cenário Ambição	Teste de Stress	Capacidade instalada (MW)
Sines	2029	2025	2019	1 180
Pego	2029	2025	2021	576
Tapada Outeiro C.C.	2040	2029	2024	990
Ribatejo	n.a.	n.a.	n.a.	1 176
Lares	n.a.	n.a.	n.a.	826
Pego CCGT	n.a.	n.a.	n.a.	837

*Tabela 2 - Datas de descomissionamento das grandes centrais térmicas segundo o RMSA-E 2018*

O RMSA-E 2019, de julho, preconiza alterações significativas em comparação com os dados presentes nas Tabelas 1 e 2. Estas discrepâncias nas entradas e saídas do sistema, decorrentes de documentos com enquadramentos temporais desfasados, acabam por introduzir alguma inconsistência no PDIRT-E 2019.

Adicionalmente acrescenta-se que o leilão de energia solar ocorrido em julho de 2019 não pode ter sido considerado no PDIRT-E, o que irá eventualmente alterar alguns pressupostos assumidos.

Notamos também que o Quadro 3-3 antecipa uma capacidade instalada de 8100 MW, em 2029, enquanto o PNEC 2030, na sua mais recente versão considera 9GW. Ainda relativamente a este quadro notamos que as unidades utilizadas são “MV”, consideramos que se trate de um erro e que seria mais correto utilizar-se como unidade de medida o “MW”.

De salientar positivamente o projeto que está associado à receção da produção das centrais do Alto Tâmega do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico, o projeto LIGAÇÃO A 220 KV V. P. AGUIAR - CARRAPATELO (PR0913) já iniciado.

Por todas as questões anteriormente mencionadas, seria de considerar uma reavaliação de alguns prazos de início de projetos complementares associados a capacidade de receção da RNT, com maior foco nas zonas mais a sul do país.

No que respeita à capacidade de Interligação com Espanha, o PDIRT-E 2019 apresenta como evolução provável a que consta da seguinte tabela:

### Previsão dos Valores Mínimos<sup>(1)</sup> Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação (Limitações Previsionais só de rede)

	Portugal -> Espanha [MW]	Espanha -> Portugal [MW]
2020	2 600	2 000
2024	3 200	3 600
2029	3 200 - 3 500	3 600 - 4 200

<sup>(1)</sup> Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulações de cenários representativos de rede. Na prática, em situações de défice de geração para abastecimento de consumo interno de cada sistema ou indisponibilidades relevantes de elementos de rede, estes valores podem vir a ser inferiores.

Tabela 3 – Previsão dos Valores Mínimos Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação

Os cenários macroeconómicos de evolução do PIB e do VAB estão em linha com as previsões oficiais do Ministério das Finanças e do Banco de Portugal, mas naturalmente que estão datadas da época de realização do RMSA-E 2018, pelo que, no próprio RMSA-E 2019 (com data de julho de 2019, que deveria ser publicado em ano par, em 2020) já são notórias algumas diferenças de evolução.

A Taxa de evolução do Consumo Média Anual (TCMA) no período 2020-2029 no cenário ‘Central Ambição’ é de 0,6% e no cenário ‘Superior Ambição’ é cerca de 1,1%. Contudo, no RMSA-E 2019 no mesmo período o cenário ‘Central Ambição’ aponta para uma TCMA de cerca de 1,3% e o cenário ‘Superior Ambição’ para uma TCMA de 1,6%, o que indicia que os pressupostos de crescimento do consumo deveriam ser agora revistos de acordo com as previsões mais recentes e que apontam para um crescimento mais elevado.

No âmbito dos pressupostos da procura relativos à mobilidade elétrica, o cenário ambição do RMSA-E 2018 tem implícito uma taxa de penetração de 50% dos veículos elétricos ligeiros de passageiros nas vendas de novos veículos a partir de 2030, pese embora o RMSA-E 2019 preveja, no cenário ambição, para essa taxa um valor de 80%.

O PDIRT-E 2019 aponta para um cenário de progressão reduzido da **ponta de consumo anual**, assumindo nos seus pressupostos uma evolução de 8538 MW em 2020 para 9067 MW em 2029, valor que se nos afigura excessivamente moderado.

## 2.2. Capacidade de receção de produção renovável

A EDP sugere que as próximas versões do PDIRT-E incluam um quadro semelhante ao quadro 6-23 com a projeção para o horizonte 2029 da capacidade de receção de nova produção, de forma a haver algum detalhe das zonas de rede onde haverá potência disponível. De certa forma, seria um quadro complementar ao Quadro 6-17, que apresenta um mapa de Portugal continental com a configuração esperada da rede de transporte de eletricidade em 2029, bem como a capacidade de receção de nova produção em cada zona geográfica, mas em forma de tabela, tal como o quadro 6-23. Em termos gerais, seria importante clarificar qual a evolução prevista de receção na fronteira RNT-RND. De forma a conseguir-se atingir os objetivos de desenvolvimento da produção descentralizada previstos no PNEC 2030, será necessário reforçar a capacidade de receção na fronteira RNT-RND. Considerando que a RND tem ainda uma grande capacidade de receção disponível, e está limitada à capacidade na fronteira, se os novos centros electroprodutores se pudessem ligar à RND o benefício para o SEN seria significativo pois os custos de ligação são inferiores e aproveitar-se-ia melhor a capacidade disponível na RND.

Ainda no âmbito da capacidade de receção de produção renovável, a EDP defende que poderia haver uma maior integração com o PDIRD-E. Neste sentido seria útil que houvesse uma maior visibilidade para além dos pontos injetores, ou seja, a formulação atual apenas permite concluir a capacidade disponível para projetos concentrados e nem tanto para a capacidade distribuída, uma vez que se nota que não é claro em que nível de tensão há capacidade disponível nos pontos injetores.

Finalmente, a EDP lembra que a hibridização de parques eólicos existentes com capacidade adicional, em linha com as mais recentes diretivas, deveria ter sido considerada no planeamento da rede de transporte de forma a maximizar a capacidade de receção existente e, ao mesmo tempo, integrar uma maior capacidade renovável.

## 2.3. Gestão de energia reativa

O plano prevê investimentos em equipamentos de compensação de energia reativa sem considerar a opção de fazer uso da capacidade dos produtores prestarem este



tipo de serviço. Hoje em dia, com as tecnologias mais modernas que equipam as instalações de produção, estas poderiam em muitos casos fornecer esse serviço ao SEN. A EDP lembra que, nos seus parques eólicos mais recentes tem capacidade quer para injetar quer para absorver energia reativa, para além do compromisso contratual que é de -20% a + 20% e dispõe de um Centro de Despacho que em alguns minutos poderia executar ordens de alteração de *setpoints*. Uma alternativa, que poderia adiar alguns investimentos na rede e, conseqüentemente, traria benefícios para os clientes finais, seria seguir o exemplo do Reino Unido e da Irlanda onde há mercados/leilões para a prestação do serviço de controlo de tensão. Lembramos que em Espanha existe já um enquadramento regulatório para a prestação remunerada deste tipo de serviço, contudo, por opção do operador da RNT Espanhola esta opção não está a ser utilizada.

#### **2.4. Metodologia de seleção de investimentos e informação económica**

Como novidade na atual proposta de PDIRT-E 2019 o operador da RNT disponibiliza no Anexo 10 um exemplo de aplicação da metodologia de avaliação de projetos específicos de investimento, designadamente ao novo eixo a 400 kV “Alqueva-Divor”. No Anexo 10, é feita uma análise detalhada ao projeto referido, mas não vêm explicitados quantitativamente os benefícios calculados. Também nas fichas dos projetos parece ocorrer o mesmo para os mais variados benefícios descritos. Nas mesmas fichas de projetos os investimentos/custos não ficou claro se são custos primários ou custos totais, sendo que o ideal seria apresentar os dois por forma a ser possível analisar as relações custo-benefício nas fichas e projeto a projeto.

#### **2.5. Prazos do processo de aprovação do PDIRT-E**

O processo de aprovação deste PDIRT-E, está, segundo o próprio documento, a seguir o regime estabelecido no DL 172/2006, na «redação atual», que corresponde à do DL 215-B/2016, quando, na presente data da consulta pública, a dita redação atual já seria a dada pelo DL 76/2019, de 3 de junho. Estamos, assim, na presença de um processo que atravessa uma alteração do regime.



Está em análise um Plano que está em teoria já em curso (2020-2029). Apesar de já existirem projetos aprovados do PDIRT-E anterior, esta análise e processo de aprovação deveriam ocorrer em ano N-1 ao início do Plano. Devem os prazos ser adequados por forma a que a aprovação final do Plano pelo SEE ocorra ainda no ano anterior ao início de execução do Plano. Estes factos desvirtuam o início do Plano e pode de alguma forma pôr em causa a sua execução. Acresce que este atraso não prejudica apenas o ORT, mas sim todos os agentes do setor dependentes de decisões associadas ao Plano em causa, considera-se por isso a garantia dos prazos regulamentares da maior importância, nomeadamente, e para edições futuras os recentemente aprovados no DL 76/2019.

A EDP agradece a oportunidade de se pronunciar sobre a proposta de PDIRT-E 2019, manifestando desde já plena disponibilidade para quaisquer esclarecimentos que a ERSE entenda convenientes.