



Consulta pública n. °100:

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade para o período de 2022 a 2031 (PDIRT-E 2021)

DOCUMENTO DE COMENTÁRIOS

EDP, S.A.

16 JUNHO 2021

1. Enquadramento

Nos termos do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que altera a redação anterior dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, o operador da Rede Nacional de Transporte (RNT) deve elaborar, de dois em dois anos, nos anos ímpares, o Plano de Desenvolvimento e Investimento Decenal da Rede de Transporte (PDIRT). Neste enquadramento, a REN – Rede Elétrica Nacional S.A., enquanto operador da rede nacional de transporte (ORT), apresentou à ERSE uma proposta de PDIRT-E para o período 2022-2031 (PDIRT-E 2021).

Assim, e no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas nos termos do n.º 3 do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, a ERSE submete agora a consulta pública, a proposta de PDIRT-E 2021, elaborada pelo ORT, tendo como principal objetivo recolher comentários por parte de interessados para apoiar na elaboração do seu parecer sobre o plano de investimento referido.

A elaboração do PDIRT-E 2021 baseou-se no Relatório de Monitorização e Segurança de Abastecimento de 2020 (RMSA-E 2020), referente ao período 2021-2040, publicado em outubro de 2020, e no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030), sem esquecer as orientações do Ten Year National Development Plan (TYNDP), sendo que uma das iniciativas de âmbito nacional está enquadrada como Projeto de Interesse Comum (PCI), nomeadamente a Linha 400kV Pedralva Sobrado.

Neste contexto, a EDP agradece a oportunidade e apresenta de seguida os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva para esta consulta pública, e manifestando, desde já, plena disponibilidade para quaisquer esclarecimentos que a ERSE entenda convenientes.

2. Comentários Gerais

Como comentário prévio, a EDP considera positiva a disponibilização por parte da ERSE da proposta de PDIRT-E 2021, assim como dos estudos que fundamentam os investimentos elencados e dos comentários obtidos junto de outras entidades, nomeadamente o INESC TEC.

Globalmente, esta **proposta de PDIRT-E é positiva**. No entanto, a EDP realça que, em termos de planeamento futuro de integração de novos sistemas e modelos de gestão, **o operador da RNT não reflete esta necessidade na sua proposta**. Importa referir que a participação da procura na gestão das redes é já hoje uma realidade em muitos mercados, sendo que a gestão agregada dos veículos elétricos previstos em 2030 poderá ter a mesma ordem de magnitude do pico de utilização das centrais de ciclo combinado (CCGT). Não ter em conta esta realidade cria uma barreira ao desenvolvimento da transição energética, com custos para os consumidores. Segundo o ORT, a participação do consumo não é tida em conta no planeamento de rede por ser uma solução pouco madura que carece de legislação e regulamentação própria. Assim, a **EDP entende que o regulador deverá desenvolver o quadro regulamentar no sentido de dar enquadramento e estabelecer as regras de funcionamento dos sistemas de gestão ativa da procura, de forma a permitir a otimização do uso dos recursos disponíveis e maximizar os benefícios para o SEN, tirando partido da penetração de tecnologias e recursos de flexibilidade**.

Adicionalmente, atendendo ao disposto na Resolução do Conselho de Ministros n.º 12/2018, de 19 de fevereiro, nomeadamente sobre a conjugação da extensão do âmbito da Zona Piloto com o projeto Windfloat, assegurando a sua compatibilização com a Estratégia Industrial para as Energias Renováveis Oceânicas (EI-ERO), entendemos que a proposta tem pouca visibilidade sobre o horizonte e a forma como a integração de produção de eletricidade offshore no atlântico se irá desenvolver.

Por último, importa salientar que **o PDIRT-E 2021 está a ser analisado, sem visibilidade do PDIRT-E 2019, que ainda não obteve aprovação por parte da tutela**. Não parece ser ajustado o Concedente não ter, até este momento, emitido nenhum parecer sobre o PDIRT-E 2019 (2020-2029). Esta incerteza sobre o processo preconizado no Decreto-Lei n.º 76/2019 não prejudica apenas o ORT, mas sim todos os agentes do setor dependentes de decisões associadas ao Plano em causa. Como tal, e ainda que não seja responsabilidade da ERSE, **consideramos que a garantia dos prazos estabelecidos é da maior importância**.

De seguida, a EDP apresenta os seus comentários com vista à melhoria deste documento fulcral ao funcionamento de todo o setor elétrico e ao cumprimento dos objetivos de

política energética e ambiental, num contexto nacional, ibérico e europeu. Estes comentários dividem-se nos seguintes temas:

- Pressupostos metodológicos
- Classificação e caracterização dos projetos de investimento
- Compromissos com a RND sobre a segurança da alimentação à RND
- Capacitação da RNT para ligação de múltiplas UPP na RND
- Reforço da capacidade de receção de nova produção
- Acordos com promotores
- Gestão de energia reativa

2.1. Pressupostos metodológicos

Os pressupostos do PDIRT-E constituem a base para elaboração do plano, como tal, o seu alinhamento com o contexto atual de transição energética é crucial à obtenção de uma planificação adequada aos desafios que o setor enfrenta. Neste âmbito, são analisadas a evolução da oferta de capacidade de produção e a evolução da procura.

A proposta de PDIRT-E 2021 assenta no “Cenário Ambição” de **evolução da oferta** do RMSA-E 2020 (o RMSA mais recente à data desta consulta pública), nos objetivos delineados no PNEC 2030 e nas licenças de produção já atribuídas pela DGEG até 31 de dezembro de 2020, sendo que, ao nível da tecnologia solar fotovoltaica, os valores estimados para a evolução da capacidade instalada resultam de toda a potência já atribuída.

Tabela 1 – Evolução da Oferta de Capacidade de Produção com maior peso no mix de geração

(MW)	Δ 2020 – 2030		Δ 2022 – 2030	Δ 2022 – 2031
	PNEC 2030	RMSA 2020	RMSA 2020	PDIRT-E 2021
<i>Térmica</i>	-1900 a -2900	-2746	-990	-990
<i>Grandes Hídricas</i>	1200 a 1700	1160	1154	1154
<i>Eólica</i>	3870	3764	3086	3086
<i>Solar Fotovoltaico</i>	7000	7124	5294	8630
<i>Δ Total</i>	9170 a 10670	9302	8544	11880

Como se pode observar na Tabela 1, o RMSA-E 2020 está alinhado com o PNEC 2030 para o período de 2020 a 2030 e o PDIRT-E 2021 está alinhado com o RMSA-E 2020 para o período de 2022 a 2030 (2031 no caso do PDIRT-E). Assim, a previsão de evolução da oferta, com as desclassificações e novas entradas, está alinhada com as metas do PNEC 2030, superando os valores previstos ao nível da tecnologia solar fotovoltaica.

De facto, os pedidos de reserva de capacidade de injeção referentes ao solar fotovoltaico são deveras elevados, totalizando 270GW (sob os quais o ORT tem visibilidade), o que, associado ao facto de o PDIRT-E 2021 considerar toda potência já ligada ou não ligada, mas com capacidade atribuída, conduz à conclusão de que os valores de produção com origem em solar fotovoltaico estão subdimensionados no RMSA 2020. Como tal, a **EDP concorda com a opção tomada pelo ORT, ao ter em conta os dados mais recentes de potência atribuída, permitindo uma maior aderência à realidade dos desenvolvimentos do SEN.**

Tabela 4 – Datas de comissionamento de grandes centrais hídricas

Centro Electroprodutor	Promotor	Previsão de entrada em serviço	Capacidade Instalada (MW)
Gouvães	Iberdrola	2023*	880
Daivões	Iberdrola	2023*	114
Alto Tâmega (Vidago)	Iberdrola	2023	160

* A entrada em serviço poderá ser atualizada em futuros RMSA, em função do desenvolvimento dos processos de licenciamento e construção das linhas da RNT. Pode existir ainda uma possibilidade de em meados de 2022 se poder explorar cerca de 400 MW e os restantes em 2023, uma vez que atualmente existe incerteza que “afeta” não só a obra de construção dos aproveitamentos, mas também a execução das duas linhas da RNT necessárias para o escoamento da potência das barragens (Ribeira de Pena – Vieira do Minho a e Ribeira de Pena – Feira, ambas a 400 kV). Por princípio, uma linha apenas permite o escoamento de até 400 MW e é possível que tal venha a acontecer na prática.

Figura 1 – Datas de comissionamento de grandes centrais hídricas (in pág. 3 do RMSA-E 2020)

A entrada em serviço destas centrais está associada ao projeto PR0914, sendo que o atraso na entrada em serviço desta linha não deverá condicionar a exploração das centrais já em serviço (Figura 2).

Projetos Complementares

PROJETOS COMPLEMENTARES					
Código Projeto	Designação dos projetos	Data Indicativa no PDIRT 2018-2027	Data Indicativa no PDIRT 2020-2029	Ponto de Situação do Projecto	Notas
PR0914	Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 1	2020	-	Atrasado	Revista a data de conclusão para 2021, devido a condicionantes de projecto/administrativas.
PR0914	Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 2	2021	-	Em fase de licenciamento	
PR0914	Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira - Fase 3	2022-2024	-	Iniciado	

Figura 2 - Projetos Complementares relacionados com a entrada em serviço da central do Alto de Tâmega (in Anexo 4 – Propostas anteriores de PDIRT)

A nível de descomissionamento, é considerado um planeamento próximo da realidade, à exceção da Tapada do Outeiro. Atendendo a que o respetivo CAE termina em 2024, poderá a previsão considerada no PDIRT-E 2021 e no RMSA-E 2020, desclassificação em 2029, estar desajustada da realidade (Figura 3).

Tabela 3 - Datas de descomissionamento de grandes centrais térmicas

Centro Electroprodutor	Cenário Continuidade	Cenário Ambição	Teste de Stress	Capacidade instalada (MW)
Pego (Carvão)	2021	2021	2021	576
Sines (Carvão)	2021*	2020	2020	1 180
Tapada do Outeiro (CCGT)	2029	2029	2024	990

* É expectável que o descomissionamento da central a carvão de Sines ocorra até final do primeiro trimestre de 2021.

Figura 3 – Datas de descomissionamento de grandes centrais térmicas (in RMSA-E 2020 pág. 3)

A proposta refere que (página 206 do relatório): “Na subestação de Sines, ao abrigo da Portaria n.º 1074/2006 encontra-se reservada a potência de 800 MW destinada à produção de energia elétrica a partir de carvão com reduzidos níveis de emissão de gases com efeito de estufa. Do ponto de vista das capacidades de receção de nova geração na RNT, está entendido que a ligação à RNT na subestação de Sines da central objeto desta Portaria, mantendo-se esta em vigor, tirará partido da capacidade de rede utilizada pela central a carvão de Sines, entretanto desclassificada em janeiro de 2021.”. Contudo, faz-se notar que **esta reserva de 800 MW no nó de Sines tem que ser mantida com a finalidade de diversificação das fontes de abastecimento (a utilizar nos termos a definir por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia), conforme previsto no Decreto-Lei n.º 172/2006 na sua redação atual.**

No que respeita à capacidade de Interligação com Espanha, o PDIRT-E 2021 apresenta como evolução provável a que consta na Figura 4:

QUADRO 6-21

Previsão dos Valores Mínimos⁽¹⁾ Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação
(Limitações Previsionais só de rede)

Ano	Portugal -> Espanha [MW]	Espanha -> Portugal [MW]
2022	2 600	2 700 ⁽²⁾
2026	3 200	3 600
2031	3 500	4 200

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ Tendo em consideração acordo estabelecido entre a REN e a REE validado pela ERSE, fechado em data posterior à do RMSA-E 2020, de outubro de 2020.

Figura 4 - Capacidade de interligação (in pág.203 do PDIRT-E 2021)

Os valores apresentados parecem subestimados, principalmente tendo em conta os dados publicados nos relatórios anuais da REN:

	2017		2018		2019		2020	
	IMP	EX P						
Capacidade [MW]								
Média M. Diário	1 996	3 005	2 221	3 096	2 636	3 277	2 977	2 960
Média	2 000	3 016	2 230	3 050	2 619	3 273	2 970	2 925
Utilização [%]	18%	22%	15%	21%	31%	13%	25%	19%
Programa Final[GWh]	3 071	5 756	2 996	5 650	7 035	3 640	6 401	4 943
Mercado Diário e Intradiaário	2 915	5 715	2 898	5 623	6 964	3 572	6 231	4 837
Preço Ponderado [€/MWh]	49.70	55.20	51.80	57.60	43.30	44.70	26.60	37.40
Ações Coordenadas Balanço	0	2	1	1	2	3	0	14
Reserva	156	39	98	26	69	65	170	93
Periodos c/ Congestionamento [%]	3%	2%	3%	2%	6%	1%	2%	3%
Periodos c/ Separação Mercados MD [%]	7%		5%		5%		4%	
Receita Congestionamento PT [k€]	2 499		2 538		2 083		1 286	

Figura 5 - Relatório Anual do Mercado¹

No que respeita à Interligação Portugal-Marrocos, assinala-se que o PDIRT-E 2021, em consonância com o PDIRT-E 2019, não contempla nos seus estudos qualquer interligação.

No respeitante à procura, são apresentados, no RMSA-E 2020, cinco cenários de crescimento da procura: Cenário Inferior Continuidade, Cenário Central Continuidade, Cenário Central Ambição, Cenário Superior Ambição e Cenário Superior de Ambição-Teste de Stress. Para elaboração da proposta de PDIRT-E 2021 é considerado o cenário Central Ambição, ao qual corresponde uma taxa de crescimento média anual no primeiro quinquénio (2022-2026) de 1,1%, por se considerar como o cenário de consumo mais provável.

Neste vetor, importa salientar que o RMSA-E 2020 tem em conta a evolução das poupanças de energia elétrica resultantes de medidas de eficiência energética, nomeadamente previstas no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), para o horizonte 2020, e nas diretivas europeias relativas ao desempenho energético de edifícios e eficiência energética, bem como as previsões de evolução de consumo de veículos elétricos, de veículos híbridos plug-in e do autoconsumo, resultante quer das grandes instalações, quer das unidades de pequena produção (UPAC e UPP).

¹https://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/PressReleases/BibInfAnual/MercadoEletricidadeSinteseAnual2017_202104.pdf

Tendo em consideração os fatores tidos em conta pelo RMSA-E 2020, assim como a perspetiva de crescente eletrificação da economia, não parece plausível um cenário de diminuição da procura satisfeita através da rede RNT. Por outro lado, o valor global da estimativa de previsão de cargas deve corresponder ao cenário de consumo mais provável disponível no RMSA-E mais recente, sendo que nenhum dos cenários presentes neste documento contempla uma redução da procura. Desta forma, **a EDP entende que o cenário utilizado é o mais adequado dentro das regras de elaboração do PDIRT-E 2021 e que os pressupostos consideram os efeitos da transição energética e os esforços para a descarbonização da sociedade.**

Relativamente à ponta de utilização da RNT, interessa referir que quando esta é superior à ponta síncrona de carga do SEN, o país está a exportar energia. Ora, dadas as condições climatéricas de Portugal e o quadro de transição energética, é expectável que o país reforce a sua posição como exportador de energia elétrica. Assim, **o planeamento da RNT deverá ter em conta um aumento da ponta da RNT, dado o enquadramento europeu de alargamento da interligação e interoperabilidade entre países, que se traduz num potencial de exportação e ganho para o país.**

Outro aspeto considerado na proposta em consulta é a existência da ferramenta “Interruptibilidade” (ainda que referindo as limitações inerentes ao seu uso efetivo). Considerando o disposto (1) no PNEC 2030, que refere a necessidade de “rever o enquadramento regulamentar e de mercado na vertente dos serviços de sistema” devendo “o **serviço de interruptibilidade ... apenas direcionado para o consumo, ... ser objeto de revisão. [Data prevista: 2019-2021]**”, e (2) no Relatório do Orçamento do Estado 2021 que refere que “o Governo pretende estudar e implementar **mecanismos alternativos, baseados no mercado, ao regime de interruptibilidade, dando-se desde já os primeiros passos com vista ao seu fim**”, seria razoável considerar o impacto da inexistência do mecanismo de interruptibilidade.

2.2. Classificação e caracterização dos projetos de investimento

Na vertente de classificação e caracterização dos projetos de investimento, a EDP **considera que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2021 não é suficiente.**

Como exemplo, vejamos o aumento previsto para a capacidade instalada proveniente do recurso eólico: não é apresentado em que contexto esse aumento acontecerá, e por consequência, não aparece justificada a distribuição territorial do investimento para aumento da capacidade. Também no caso dos 3500MW atribuídos por via dos acordos de atribuição de capacidade de injeção, e de outros que possam vir a ser atribuídos, e que já deveriam estar previstos no PDIRT-E- 2021, não é perceptível a interligação entre os investimentos. **Uma análise devidamente contextualizada e global da potência a atribuir neste âmbito poderia otimizar os custos de investimento e eventualmente reduzir o impacto territorial das infraestruturas.**

2.3. Compromissos com a RND sobre a segurança da alimentação à RND

Num contexto de expansão do parque de produção distribuída ligada à RND, há uma maior probabilidade de ocorrência de inversão do sentido do fluxo de energia com uma crescente injeção na RNT a partir da RND. Também os paradigmas de exploração se irão alterar no sentido de permitir a gestão do equilíbrio produção-consumo e controlo de tensão ao nível da RND, com o potencial oferecido pela flexibilidade das cargas e armazenamento de energia, nomeadamente através de agregadores que permitam a participação de ativos de menor dimensão, de serviços de sistema e de gestão de congestionamentos.

Neste contexto, **é claro para a EDP que a coordenação entre ORT e ORD será cada vez mais determinante, sendo fulcral a coordenação entre propostas de desenvolvimento de investimento em redes.**

2.4. Capacitação da RNT para ligação de múltiplas UPP na RND

A capacidade já atribuída pela DGEG a UPP e UPAC, num total de cerca de 1500 MVA ligada à RND, faz com que em algumas subestações a capacidade de produção instalada exceda a carga aí ligada, podendo originar a inversão dos trânsitos de potência de jusante (AT) para montante (MAT). Em cenários de exploração mais extremos, nomeadamente em caso de falha de alguma unidade de transformação instalada (n-1), a produção injetada na RND, assim como o abastecimento do consumo da RND pela RNT, poderão ser colocados em causa, impondo investimento e/ou contratação de soluções de gestão de congestionamentos.

Os investimentos em análise neste ponto correspondem a capacidades já atribuídas para as quais é possível modelizar os impactos nos trânsitos de potência entre a RNT e a RND.

Por outro lado, o dimensionamento das redes tem como prioridade a segurança de abastecimento, mesmo em cenários de exploração menos comuns. Assim, considerando que os cenários de exploração modelizados são passíveis de ocorrer, **a EDP vê como prioritária a realização destes investimentos por serem alterações críticas no desenvolvimento do SEN sob o ponto de vista de segurança de abastecimento.**

2.5. Reforço da capacidade de receção de nova produção

A nível de capacidade de receção no curto prazo, o PDIRT-E 2021 refere que atualmente não existe capacidade na RNT para receção de nova produção (página 208 do PDIRT-E 2021): “o ORT considera que neste contexto de incerteza não é possível, para já, avaliar a capacidade de receção estimada que no curto prazo virá a ficar disponível nas suas instalações, tanto em MAT como em AT”. Adicionalmente, a proposta também não apresenta informação sobre a evolução da capacidade de receção nos pontos fronteira entre RNT e RND, de forma a planear a adequada evolução da capacidade de receção da RND. Neste âmbito, **a EDP realça que o objetivo de descarbonização (sendo a eletrificação essencial) corre sérios riscos de ficar comprometido caso não sejam aprovados os planos de investimento de acordo com os calendários previstos na lei.**

Também é referido no PDIRT-E 2021 (página 56 do relatório): “Adicionalmente, nesta edição de PDIRT o conjunto dos Projetos Base incorpora também um lote de projetos de reforço da rede com vista a dar resposta a necessidades adicionais de capacidade, após resposta favorável pela DGEG, sem pronúncia do GTGSEN, à ligação à rede a um número muito significativo de UPP e UPAC, num montante global de potência perto de 1,5 GVA”. Neste tema é de ressaltar que, para além de ser fundamental a criação de mecanismos que favoreçam um planeamento coordenado, de longo prazo, entre o ORT e o ORD, permitindo a integração da produção renovável nas diferentes redes, também se torna crucial que o Gestor Global do SEN emita os seus pareceres em tempo útil, para que os processos desencadeados com os promotores não fiquem numa situação de impasse.

2.6. Acordos com promotores

Uma análise global do PDIRT-E 2021 implica que todos os investimentos previstos estejam claramente identificados e detalhados. Logo, **a EDP entende que os projetos objeto de “Acordo com promotores” deveriam estar no PDIRT-E 2021, quer pela possibilidade de virem a beneficiar outras ligações, quer pelo facto de muitos assentarem em cofinanciamento.** Adicionalmente, deveria estar contemplado um plano

estratégico e a distribuição territorial do investimento previsto para o período em análise, racionalizando os investimentos públicos/privados.

O facto de a simples manifestação de vontade, de um promotor, não ser suficiente para desencadear um processo de estabelecimento de acordo, deveria determinar uma série de procedimentos de transparência que conduzissem, de forma clara, ao estabelecimento do ranking de projetos a pretender ligar a uma mesma zona de rede.

De facto, desde que foram estabelecidos critérios (vide Termos de Referência) para o estabelecimento de pontuações que determinam a seriação dos projetos, todo o processo deveria ser publicamente transparente. Isto é, **os projetos deveriam ser analisados e pontuados por uma comissão técnica (júri) independente.**

Por outro lado, não é evidente que as participações acordadas tenham em consideração todos os custos com o reforço de rede necessários. Também neste caso, deveria ser público e transparente o que é capacidade pública atribuída e capacidade proporcionada pelo reforço, por acordo, e destinada a um mesmo projeto. Em suma, **o ORT deveria divulgar, por zona de rede, quais os custos a incorrer pelos promotores de projetos para, por acordo, poderem ligar projetos de diversas dimensões.**

A falta de clareza e de divulgação deste processo origina incertezas sobre o mérito dos projetos.

2.7. Gestão de energia reativa

A proposta em análise soluciona a problemática de compensação de energia reativa com recurso à instalação de reactâncias. Nesta temática importa também **considerar a utilização de tecnologias mais modernas que equipam ou poderão vir a equipar as instalações de produção. A EDP lembra que, nos seus parques eólicos mais recentes, têm 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. Igualmente, também as grandes centrais termoelétricas e hidroelétricas têm capacidade para prestar o serviço de controlo de tensão.

A EDP também faz notar, que a Diretiva (UE) 2019/944, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, prevê que a contratação de serviços não associados à frequência, tais como o controlo de tensão e as injeções rápidas de energia reativa, seja

efetuada através de procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados em regras de mercado. Consideramos que a contratação destes serviços em mercado poderia adiar alguns investimentos na rede e, conseqüentemente, traria benefícios para os clientes finais. Exemplos destas práticas podem ser encontrados no **Reino Unido, na Irlanda, na Bélgica e nos Países Baixos onde há leilões para a prestação do serviço de controlo de tensão**. De salientar que em outros países, como em França, os agentes são remunerados pela energia reativa injetada ou absorvida da rede, não obstante a obrigatoriedade de prestação do serviço. Por último, referir que em Espanha o ORT propôs, em consulta pública, algumas alterações ao serviço de controlo de tensão para introduzir um novo mercado de energia reativa aberto também à procura e ao armazenamento e destinado a resolver problemas localizados.

A introdução deste tipo de mecanismos no SEN promoveria, igualmente, a competição entre agentes, e estaria em linha com os modelos que estão a ser implementados na UE, fomentando assim um sistema integrado e com benefícios a nível internacional.

Por último, sugerimos uma maior aposta no desenvolvimento e aprofundamento da controlabilidade, através da automatização da gestão técnica do SEN, contando com a atual capacidade instalada nos centros produtores para a otimização da utilização das redes públicas, no sentido de operacionalizar uma gestão mais racional de recursos existentes e a instalar, i.e., garantindo a racionalidade do investimento no desenvolvimento das redes.