

CONSULTA PÚBLICA 91

ENQUADRAMENTO

PROPOSTA DE PDIRD-E 2020

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição
2021 a 2025



ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO	1
1.1	Consulta pública e respetivo documento de enquadramento	1
1.2	Enquadramento legal	2
1.3	Procedimentos Consulta Pública	5
2	CONTEÚDO DA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020	7
2.1	Breve descrição da proposta submetida pelo Operador da Rede Nacional de Distribuição	7
2.2	Investimento global proposto	10
2.3	Evolução da proposta de PDIRD-E 2020 face à proposta de PDIRD-E 2018	11
2.4	Caracterização da procura de eletricidade associada à rede de distribuição	14
3	PROPOSTA DE DESENVOLVIMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	19
3.1	Vetores estratégicos e programas de investimento	19
3.1.1	Melhoria da qualidade de serviço técnica	22
3.1.2	Outros vetores e programas de investimento	25
3.1.3	Benefícios não monetizados	29
3.2	Discussão sobre o papel futuro da RND	29
3.2.1	Redes Inteligentes	32
	ANEXO - DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA	35

1 INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO

1.1 CONSULTA PÚBLICA E RESPECTIVO DOCUMENTO DE ENQUADRAMENTO

No âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) submete a consulta pública a proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade para o período 2021-2025 (PDIRD-E 2020), elaborada pelo operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) – EDP Distribuição, S.A.

Agradece-se, desde já, a todos os participantes nesta consulta pública, os contributos que, sob a forma de resposta às questões, comentários ou sugestões, sejam enviados à ERSE até 15 de setembro de 2020, para o seguinte endereço de correio eletrónico consultapublica@erse.pt. Solicita-se ainda que, na resposta por correio eletrónico seja mencionada, no campo de Assunto, a expressão “Consulta Pública 91”.

A ERSE terá em consideração os comentários recebidos no âmbito da consulta pública para efeitos da elaboração do relatório da consulta pública, a enviar para a DGEG e para o operador da RND e operador da RNT, nos termos previstos no n.º 2 do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, bem como no âmbito da elaboração do seu Parecer à proposta de PDIRD-E 2020. Juntamente com a publicação do Parecer, a ERSE disponibilizará igualmente na sua página de internet cada um dos comentários recebidos e ainda um documento onde são resumidas e identificadas as principais matérias que suscitaram comentários.

No caso de pretender que o seu comentário não seja publicado deverá indicá-lo de forma expressa. Acresce que no caso de a informação conter elementos sensíveis, que legalmente impeçam a divulgação dos comentários recebidos, deverá ser disponibilizada à ERSE uma versão pública expurgada dessa informação considerada sensível.

Solicita-se ainda que, para proteção dos dados pessoais dos remetentes, os comentários a enviar integrem um documento autónomo do corpo do email, da carta ou do fax.

O presente documento de enquadramento pretende promover a reflexão dos agentes em torno de aspetos que se consideram determinantes para a elaboração da proposta de PDIRD-E 2020 e, deste modo, apoiar a ERSE na elaboração de um parecer abrangente e rigoroso nas suas conclusões. Adicionalmente, com a divulgação do relatório da consulta pública pela ERSE, também a DGEG e o operador da RNT poderão beneficiar do conteúdo do mesmo e dos contributos da consulta pública para a elaboração dos seus pareceres à proposta de PDIRD-E 2020.

Neste capítulo introdutório contextualiza-se a elaboração do plano e os principais procedimentos até ao momento da apresentação ao Governo para decisão final.

O segundo capítulo descreve sucintamente os principais aspetos do conteúdo da proposta de PDIRD-E 2020, incluindo a estrutura organizativa do documento da proposta, o respetivo montante de investimento, bem como a caracterização da procura de eletricidade. É ainda sintetizada a evolução ocorrida na proposta de PDIRD-E 2020 face à proposta de PDIRD-E 2018, a qual não mereceu até à data aprovação pelo Secretário de Estado de Energia.

Finalmente, o terceiro capítulo aborda as principais motivações do investimento proposto e o modo como este é distribuído pelos principais vetores estratégicos e respetivos programas de investimento. Neste capítulo é ainda lançada a discussão sobre o futuro papel da RND e as transformações necessárias face aos desenvolvimentos esperados do setor elétrico europeu enquadrado no quarto pacote comunitário de energia. As discussões sobre estes temas são acompanhadas por um conjunto de questões, que decorrem da análise efetuada pela ERSE e que pretendem realçar e induzir a reflexão dos agentes sobre os pressupostos, metodologias, aspetos técnico-económicos e opções de investimento propostos pelo operador da RND.

Finalmente, em Anexo são enumerados os documentos de suporte à presente consulta pública.

1.2 ENQUADRAMENTO LEGAL

O Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, procedeu à décima alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, estabelecendo o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades, no desenvolvimento dos princípios constantes do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, completando a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado da eletricidade.

Assim, nos termos do artigo 41.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 RND deve elaborar, de dois em dois anos, nos anos pares, o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes, tendo por base a

caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados, nos termos do artigo 40.º-A 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.

Nesse enquadramento, a EDP Distribuição, enquanto operador da RND, apresentou à ERSE uma proposta de PDIRD-E 2020, competindo a esta entidade, nos termos do n.º 2 do referido artigo 40.º-A, promover, no prazo de 22 dias, uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias.

Terminado esse prazo, nos termos do mesmo n.º 2, compete à ERSE elaborar um relatório da consulta pública no prazo de 22 dias, o qual, em conjunto com os contributos referidos, deverá levar a conhecimento da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e do operador da RNT e operador da RND.

De seguida e com base nos resultados desta consulta pública, nos termos do n.º 3, no prazo de 30 dias, a ERSE emitirá o seu parecer, podendo determinar alterações à proposta do PDIRD-E apresentada. O parecer da ERSE deverá ser comunicado à DGEG, ao operador da RNT e ao operador da RND.

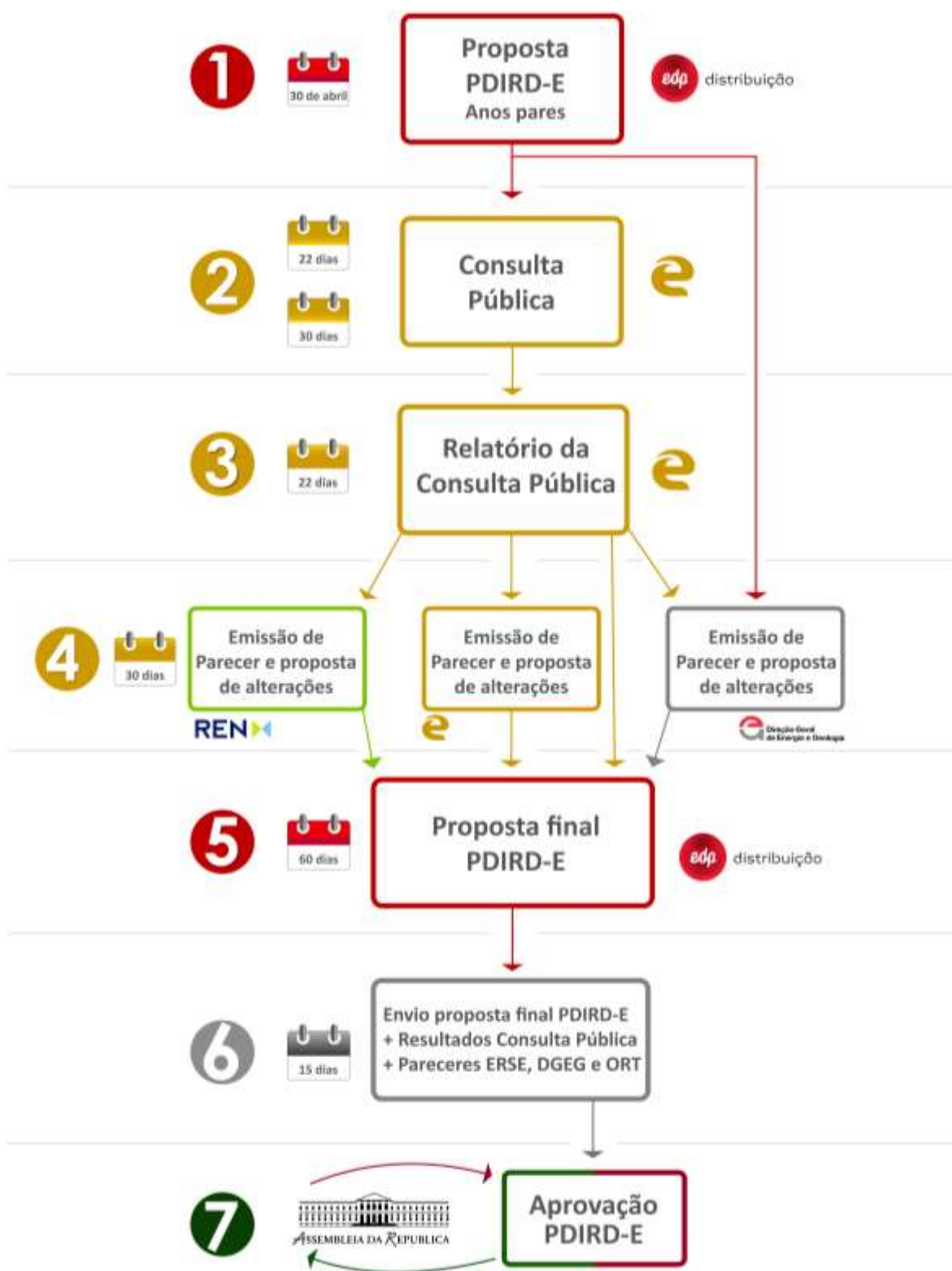
Nos termos do n.º 3, a DGEG e o operador da RNT deverão igualmente elaborar os seus pareceres à proposta de PDIRD-E 2020, levando o mesmo a conhecimento da ERSE.

Com base nos pareceres emitidos pela ERSE, pela DGEG e pelo operador da RNT, no prazo de 60 dias, o operador da RND elabora a proposta final do PDIRD-E 2020, a submeter à DGEG, devendo esta entidade, no prazo de 15 dias, enviar essa proposta final ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada dos pareceres da ERSE e do ORT, bem como dos resultados da consulta pública.

A aprovação da proposta de PDIRD-E compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da ERSE e do operador da RNT, e, de acordo com a alteração legislativa introduzida pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, após discussão na Assembleia da República.

O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do plano nacional quinquenal de investimento na rede de distribuição encontra-se ilustrado na figura seguinte.

Figura 1-1 – Procedimento de elaboração do PDIRD-E



Fonte: ERSE

Deste modo, a ERSE promove, por um prazo de 30 dias úteis, a presente Consulta Pública ao conteúdo da proposta de PDIRD-E 2020, recebida do operador da RND.

1.3 PROCEDIMENTOS CONSULTA PÚBLICA

Tendo por base a periodicidade bienal dos exercícios de planeamento do desenvolvimento e investimento nas redes elétricas, previstos legalmente, cada novo exercício representa uma evolução face ao exercício de planeamento anterior, permitindo um ajuste do plano anterior em função da evolução das necessidades do Sistema Elétrico Nacional. Este ajuste é realizado quer em termos de calendarização dos projetos já aprovados, quer em termos da introdução de novos projetos necessários para cumprir os objetivos globais do planeamento face a novos desenvolvimentos e aos novos anos do horizonte do PDIRD-E 2020.

A 27 de junho de 2017 e abrangendo o horizonte de investimentos 2017-2021, foi aprovado pelo Secretário de Estado de Energia o PDIRD-E 2016 e os programas e projetos de investimento nele contidos, que contabilizavam um total de 799 milhões de euros de investimento específico, já após o Operador da RND reduzir 50 milhões de euros (custos primários) à sua proposta inicial.

Posteriormente foi submetida à ERSE a proposta de PDIRD-E 2018, cujo parecer da ERSE foi emitido a 5 de junho de 2019, incluindo os projetos de investimento a realizar no horizonte 2019-2023, num montante de 744 milhões de euros a custos totais. Sobre este montante, no seu parecer, a ERSE recomendou uma revisão em alta dos montantes relativos ao vetor qualidade de serviço técnica, propondo a aprovação de 17 milhões de euros adicionais no primeiro triénio, e mais 27 milhões nos últimos 2 anos (a confirmar a sua necessidade na proposta de PDIRD-E 2020). No mesmo parecer, a ERSE recomendou que, para garantir um impacto nulo nas tarifas a suportar pelos consumidores, o operador da RND deveria rever em baixa um montante de 23 milhões de euros, em projetos afetos a outros vetores de investimento.

Até à data, a ERSE não teve conhecimento de qualquer aprovação da proposta de PDIRD-E 2018, pelo que o PDIRD-E 2016 é a última proposta aprovada, incluindo um montante de 145 milhões de euros a custos totais já aprovado, relativamente ao ano de 2021, comum com o início do horizonte 2021-2025 da atual proposta de PDIRD-E 2020.

A 6 de julho de 2020, foi submetida à ERSE, pelo operador da RND a proposta de PDIRD-E 2020, sobre a qual a ERSE deve organizar uma consulta pública, durante 30 dias, previamente à elaboração do relatório da mesma, seguindo-se emissão do respetivo parecer.

A proposta de PDIRD-E 2020 apresenta um montante de investimento a realizar no quinquénio 2021-2025, de 1007,5 milhões de euros a custos totais, desagregados por 697,1 milhões de euros em investimento específico a custos primários, 86,3 milhões de euros em investimento não específico, também a custos primários, a que acrescem 224,3 milhões de euros em encargos diretos, transversais e financeiros.

Apesar de na proposta de PDIRD-E 2020 (Anexo F2), o operador identificar um conjunto de projetos já incluídos na proposta de PDIRD-E 2018¹, que pressupõe como aprovados, na realidade, o montante associado a esses projetos não está aprovado, pelo que deverá ser aprovado em conjunto com os novos projetos propostos pela primeira vez na proposta de PDIRD-E 2020. Assim, está em aprovação na atual proposta um montante de 862,5 milhões de euros (a custos totais), que corresponde aos 1007,5 milhões de euros incluídos na proposta, descontados de 145 milhões de euros (a custos totais) relativos aos projetos a transferir para exploração no ano de 2021, cujo montante foi já aprovado em sede de PDIRD-E 2016.

¹ O operador da RND identifica um montante, a custos primários, de cerca de 535 M€ de projetos já incluídos na proposta de PDIRD-E 2018 e 161 M€ de novos projetos apresentados pela primeira vez na proposta PDIRD-E 2020.

2 CONTEÚDO DA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020

2.1 BREVE DESCRIÇÃO DA PROPOSTA SUBMETIDA PELO OPERADOR DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

A proposta de PDIRD-E 2020 submetida à apreciação da presente consulta pública encontra-se estruturada em nove capítulos, para além do Sumário Executivo:

- Capítulo 1 – Enquadramento e âmbito do PDIRD-E;
- Capítulo 2 – Princípios e critérios de planeamento;
- Capítulo 3 – Estratégia de desenvolvimento da RND;
- Capítulo 4 – Pontos de entrega de energia;
- Capítulo 5 – Evolução dos consumos e cargas;
- Capítulo 6 – Questões sobre a avaliação ambiental estratégica da atividade;
- Capítulo 7 – Análise de risco ao PDIRD-E 2020;
- Capítulo 8 – Caracterização da RND;
- Capítulo 9 – Plano de investimento na rede de distribuição para 2021-2025.

Do documento fazem igualmente parte os seguintes onze Anexos:

- Anexo A – Previsão da Procura de Eletricidade 2020-2027;
- Anexo B – Caracterização da Rede;
- Anexo C – Caracterização e justificação dos principais investimentos específicos a realizar no período do Plano;
- Anexo D – Caracterização e justificação dos principais investimentos não específicos a realizar no período do Plano;
- Anexo E – Lista Ordenada dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2020 e Programação Anual (por ordem de prioridade nos vetores de investimento);
- Anexo F – Resumo dos Investimentos Específicos;
- Anexo G – Resumo dos Investimentos Não Específicos;
- Anexo H – Estudos de fundamentação (Sumários Executivos);
- Anexo I – Melhorias e alterações introduzidas na presente proposta de PDIRD-E 2020 face ao PDIRD-E 2018 e às recomendações e comentários emitidos pela ERSE em sede de consulta pública ao PDIRD-E 2018;
- Anexo J – Balanço intercalar da execução de investimentos dos PDIRD-E;
- Anexo K – Relatório de Avaliação Ambiental Prévia.

Do ponto de vista genérico, apresentam-se de seguida os temas desenvolvidos em cada capítulo.

No capítulo 1, o operador da RND menciona os diplomas a nível nacional que enquadram a proposta de PDIRD-E 2020, e refere o Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento referente ao período 2020-2040 (RMSA-E 2019), do ponto de vista da observação das orientações de política energética.

O capítulo 2 define os princípios e os critérios de planeamento que servem de base à identificação e justificação das necessidades de investimento na RND.

O capítulo 3 descreve a estratégia de desenvolvimento da RND, referindo os objetivos traçados para os vetores estratégicos de investimento considerados na elaboração deste Plano, no âmbito do investimento específico. Refere, ainda, o investimento não específico contemplado no período do Plano.

O capítulo 4 identifica os novos pontos de entrega da RNT a estabelecer no período de vigência do PDIRD-E 2020, e identifica as infraestruturas que o operador da RND pretende realizar para assegurar a ligação desses pontos de entrega à RND. É ainda referida a existência de duas interligações transfronteiriças inseridas na base de ativos da RND, bem como a ligação da Produção em Regime Especial (PRE) à RND, sendo realçada a nova Central Eólica *Offshore Windfloat Atlantic*, com a consequente injeção de 25 MVA na subestação da RND, Monserrate.

O capítulo 5 apresenta a caracterização da evolução (dados reais) de consumos e da ponta síncrona, incluindo a previsão para o quinquénio 2021-2025, considerada na elaboração da presente proposta.

No capítulo 6 é abordado o tema da avaliação de incidência ambiental.

No capítulo 7 é feita uma análise de risco relativamente à possibilidade de não cumprimento dos objetivos globais da proposta de PDIRD-E 2020, assim como o risco associado ao não cumprimento dos objetivos, a nível individual, de cada vetor de investimento.

O capítulo 8 apresenta a caracterização da rede em serviço, com a situação prevista para 31.12.2020, bem como a previsão da rede após a conclusão do plano a 31.12.2025. O operador da RND evidencia neste capítulo o cumprimento dos padrões de segurança, identificando os constrangimentos na RND.

O capítulo 9 quantifica e detalha nas suas componentes o investimento proposto para o período 2021-2025, desagregando este em investimento “específico”, “não específico” e “encargos”. Ao longo do capítulo, o operador da RND caracteriza o investimento “específico” segundo a natureza da obra, o nível de tensão e o programa e subprograma de investimento. Já para o “não específico”, apresenta as respetivas

rubricas que o constituem. Finalmente, é apresentada, segundo o operador da RND, a avaliação do impacto da proposta de PDIRD-E 2020 nos proveitos unitários permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

BREVE DESCRIÇÃO DA PROPOSTA

A proposta de PDIRD-E 2020 está estruturada tendo por base os objetivos estratégicos do planeamento, nomeadamente o desenvolvimento da rede para fazer face às necessidades dos seus utilizadores. Para tal, a proposta identifica e quantifica os recursos necessários para assegurar a existência de suficiente capacidade de receção e entrega de energia elétrica nas redes de distribuição, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede, bem como as boas práticas ambientais.

Ao longo do documento, o operador da RND identifica as necessidades e lacunas das redes de distribuição tendo em conta cinco vetores estratégicos de investimento: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços. O operador da RND avalia também um último conjunto de investimentos denominado Outros².

O operador da RND identifica ainda três fatores-chave que suportam os objetivos estratégicos: Transição Energética e Expansão de Rede, Controlo de Rede e Novos Serviços e Resiliência da Rede (com Renovação de Ativos que suporta a aposta na Qualidade de Serviço).

Tendo por base, por um lado, a caracterização física das atuais redes em AT e MT, incluindo a utilização histórica dos equipamentos, e por outro, a evolução esperada de consumos e pontas de utilização das instalações, níveis de qualidade de serviço e níveis de perdas, sem prejuízo dos compromissos já assumidos de receção de produção ligada às redes de distribuição, o operador da RND propõe um conjunto de programas de investimento constituídos por projetos de investimento (com ou sem desagregação individual por projeto).

Nos anexos C e D da proposta de PDIRD-E 2020 apresenta-se a caracterização e justificação dos principais investimentos específicos e não específicos, nomeadamente, a realizar no período 2021-2025. Estes anexos são compostos por fichas dedicadas por projeto de investimento associado a um programa de

² Inclui projetos que não se enquadram em nenhum dos outros vetores, associados às seguintes categorias: investimento obrigatório (contadores), promoção ambiental, beneficiações extraordinárias, abertura e restabelecimento da RFSGC, investimento corrente urgente e mitigação do risco na operação de infraestruturas críticas.

investimento, onde para cada projeto, o operador da RND apresenta a sua fundamentação para a realização do mesmo, a calendarização do projeto, a quantificação do respetivo custo e as metas a atingir (benefícios esperados).

Adicionalmente, no Anexo E são listados, para cada um dos cinco vetores estratégicos referidos, todos os projetos cuja realização se traduz em benefícios para esse vetor, sendo identificado a que programa de investimento pertence e quantificado o montante a investir no horizonte do plano.

Em termos de benefícios esperados, a proposta de PDIRD-E 2020 apresenta a quantificação dos mesmos quer em termos globais, para todo o conteúdo do plano, quer individualmente, por projeto de investimento. A informação é apresentada em termos de evolução esperada de grandezas físicas, designadamente redução de perdas ou redução de energia não fornecida, incluindo-se ainda no anexo H.2 o sumário executivo do estudo “Estimação do Impacto do PDIRD-E 2020 nos Vetores de Investimento e Monetização dos Benefícios” que pretende quantificar economicamente os benefícios esperados.

A proposta inclui ainda no capítulo 7, a avaliação dos riscos associados ao não cumprimento dos objetivos globais propostos para o horizonte do plano, bem como o risco de não cumprimento dos objetivos de cada um dos cinco vetores estratégicos.

Finalmente, o Anexo J, apresenta um exercício de balanço anual, global e por vetor estratégico de investimento, para os anos 2017, 2018 e 2019, comparando o investimento proposto no PDIRD-E 2016 aprovado e no PDIRD-E 2018 com o investimento efetivamente concretizado.

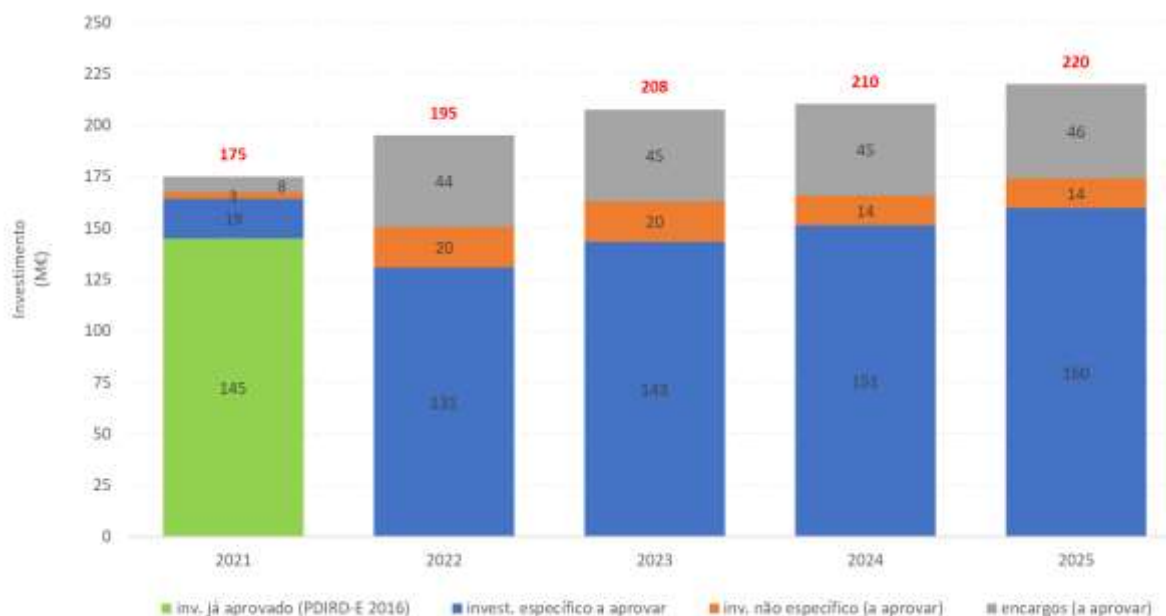
2.2 INVESTIMENTO GLOBAL PROPOSTO

O operador da RND apresenta, ao longo da proposta de PDIRD-E 2020, informação física e económica que permite caracterizar os projetos de investimentos propostos para o período de abrangência da proposta, 2021-2025, quer em termos globais, quer desagregado individualmente por projeto.

Em termos globais, e a custos totais, a proposta de PDIRD-E 2020 em aprovação apresenta para o quinquénio 2021-2025 um cenário de investimento com um montante total, que ascende a 1007,5 milhões de euros, desagregado por 697,1 milhões de euros em investimento específico e 86,3 milhões de euros em investimento não específico (investimento a custos primários de 783,5 milhões de euros) e ainda 224,3 milhões de euros relativos a encargos de estrutura e financeiros.

Do montante total proposto pelo operador da RND para o quinquénio 2021-2025, de 1007,5 milhões de euros (custos totais), importa referir que 145,0 milhões de euros relativos ao ano 2021 estão já aprovados em sede de PDIRD-E 2016, pelo que em aprovação na atual proposta está um montante de 862,5 milhões de euros (a custos totais). A Figura 2-1 apresenta a desagregação temporal do investimento aprovado e por aprovar (e natureza de custo do investimento a aprovar).

Figura 2-1 – Desagregação temporal dos custos totais de investimento por natureza



Fonte: ERSE, EDP Distribuição (Proposta de PDIRD-E 2020)

2.3 EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020 FACE À PROPOSTA DE PDIRD-E 2018

No que respeita ao conteúdo, e comparativamente com a proposta de PDIRD-E 2018, assinalam-se as seguintes alterações e novos conteúdos, que foram introduzidas na proposta de PDIRD-E 2020:

- Estimativa mais detalhada de impactos na economia e emprego associados à concretização dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2020 (ponto 1.4 e Anexo H.1);
- Inclusão, nos estudos de avaliação de projetos, de análises de sensibilidade à variação da ponta de carga, recorrendo ao método probabilístico de simulação, baseado nos diagramas tipo de consumo e da produção (ponto 2.1.3.1);

- Apresentação das metodologias de análise dos projetos de investimento e dos indicadores gerais utilizados na seleção de investimentos para o plano (ponto 2.1.3 e ponto 2.2);
- Inclusão de análises de sensibilidade ao investimento previsto na proposta de PDIRD-E 2020 ao nível de Renovação de Ativos, Resiliência da Rede e Rede Inteligente (ponto 3.2, ponto 3.3 e ponto 3.4);
- Revisão da estrutura do documento de forma a simplificar a proposta do Plano e a justificação dos investimentos previstos;
- Inclusão do estudo “Avaliação do Impacto do PDIRD-E 2020 na Economia Portuguesa” que inclui a realização de um estudo de benchmarking sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países (Anexo H.1);
- Apresentação dos resultados finais do estudo desenvolvido com a instituição científica INESC TEC, destinado a melhorar a metodologia de quantificação e avaliação do impacto do investimento nos vetores de investimento, procurando assim monetizar os benefícios associados aos cinco vetores de investimento propostos (Anexo H.2 e Capítulo 3);
- Inclusão de mapas geográficos indicando graficamente a capacidade de receção disponível, no nível AT e no nível MT, em cada SE AT/MT e PCAT, para os anos de 2020 (i.e. no início do Plano) e 2025 (no final do Plano) (Anexo B.3);
- Revisão dos critérios de avaliação de capacidade da RND de forma a adaptar os pressupostos de planeamento ao atual contexto de produção distribuída (Anexo I);
- Identificação das subestações em que se verificou congestionamento (sobrecarga), em qualquer um dos sentidos de trânsito, e quantificação do número de horas em que esse congestionamento ocorreu (Anexo I);
- Inclusão da quantificação do montante de capacidade associado a pedidos de ligação à RND recusados por falta de capacidade (Anexo B.2.1 e Capítulo 4);
- Revisão e melhoramento do modelo de estimação do impacto do investimento nos índices de continuidade de serviço (SAIDI e TIEPI). Inclusão de estimativas por zona do Regulamento da Qualidade de Serviço (zonas A, B e C do QRS) (Anexo H.2 e ponto 3.1.1.2.2).

O quadro seguinte compara os principais pressupostos da proposta de PDIRD-E 2018, não aprovada, com os utilizados na edição de PDIRD-E 2020, elaborada pelo Operador da RND e submetida à ERSE pela DGEG.

Quadro 2-1 - Comparação dos principais aspetos da proposta de PDIRD-E 2020 e proposta de PDIRD-E 2018

		Proposta PDIRD-E 2018 (não aprovada)	Proposta PDIRD-E 2020
Cenário macroeconómico		Taxa de variação anual do PIB: 2019-2020=1,9% 2021-2023=1,8% (acima das previsões RMSA-E 2016)	Taxa de variação anual do PIB: 2019=2,1%; 2020-2022=1,7%; 2023=1,8% (acima das previsões RMSA-E 2019)
Evolução da Procura de Eletricidade	Cenários procura	3 cenários: Inferior, Central e Superior definidos com modelo econométrico de previsão da Procura da EDP Distribuição, que projeta cenários de crescimento ligeiramente superiores aos do RMSA-E 2016. A previsão aponta para um crescimento mais acentuado em Baixa Tensão.	3 cenários: Inferior, Central e Superior definidos com modelo econométrico de previsão da Procura da EDP Distribuição, que projeta cenários de crescimento ligeiramente superiores aos do RMSA-E 2019. A previsão aponta para um crescimento mais acentuado em Baixa Tensão.
	Consumo anual	Consumo no referencial de saída da rede AT/MT: 47,4TWh em 2023 (Cenário Central) TCMA 2019-2023: 1,06%	Consumo no referencial de saída da rede AT/MT: 49,1TWh em 2025 (Cenário Central) TCMA 2021-2025: 2,1%
	Ponta síncrona de carga RND	real 2017: 8526 MW previsão: cenário central: 8247 MW @ 2019 ; 8462 MW @ 2023 TCMA 2019-2023: 0,65%	real 2019: 8552 MW previsão: cenário central: 8509 MW @ 2021 ; 8727 MW @ 2025 TCMA 2021-2025: 0,65%
Investimentos	Cenários investimento	3 cenários de investimento. ORD adota o Cenário 2 (central) e realiza análises sensibilidade. O nível da qualidade de serviço é o principal driver para a alteração dos custos de investimento entre estes cenários.	1 único cenário de investimento. ORD realiza-se análises de sensibilidade . O nível da qualidade de serviço é o principal driver em termos de análise sensibilidade.
	Segmentação de projetos	Os projetos de investimento foram estruturados em 5 vetores estratégicos, cujos custos primários de investimento no Cenário 2 (central) são os seguintes: 1. Segurança de Abastecimento: 21 M€/ ano 2. Qualidade de Serviço Técnica: 35 M€/ ano 3. Eficiência da Rede: 8 M€/ano 4. Eficiência Operacional: 12 M€/ano 5. Acesso a Novos Serviços: 6 M€/ano Outros: 8 M€/ano.	Os projetos de investimento foram estruturados em 5 vetores estratégicos, cujos custos primários de investimento no Cenário 2 (central) são os seguintes: 1. Segurança de Abastecimento: 25 M€/ ano 2. Qualidade de Serviço Técnica: 59 M€/ ano 3. Eficiência da Rede: 15 M€/ano 4. Eficiência Operacional: 17 M€/ano 5. Acesso a Novos Serviços: 6 M€/ano Outros: 18 M€/ano.
	Montantes de investimento	Custo Total 2019-2023: 744,5M€ Inv. Custos Primários 2019-2023: 503 M€ (447M€ Inv. Especifico + 56 M€ Inv. Não Especifico) Custos de estrutura e gestão: 231 M€ (46% Invest custos primários) Encargos financeiros: 12 M€ (2% Invest custos primários)	Custo Total 2021-2025: 1007M€ Inv. Custos Primários 2021-2025: 783 M€ (697 M€ Inv. Especifico + 86 M€ Não Especifico) Custos de estrutura e gestão: 224 M€ (28% Invest custos primários) Encargos financeiros: 9 M€ (1% Invest custos primários)
Impactos nos proveitos unitários		O proveito unitário da atividade de DEE em AT/MT previsto para 2023 no cenário 2 de investimento e no cenário central de consumo (7,78€/MWh) é inferior ao do ano de referência 2018 (8,25€/MWh)	O proveito unitário da atividade de DEE em AT/MT previsto para 2025 no cenário proposto de investimento e no cenário central de consumo (7,98€/MWh) é inferior ao do ano de referência 2019 (8,50€/MWh)
Análise Custo-Benefício		Para cada um dos projetos de investimento é apresentada uma análise multicritério/custo-benefício. A redução no indicador SAIDI MT resultante dos projetos previstos no cenário 2 é de 19min. Globalmente, os benefícios associados aos projetos de investimento propostos no cenário 2 representam em 2023 ganhos anuais de energia não distribuída de 2,04GWh. Os benefícios do investimento proposto no cenário 2 com impacto na eficiência de rede, apontam para uma redução de perdas de 71,4GWh anuais.	Para cada um dos projetos de investimento é apresentada uma análise multicritério/custo-benefício. A redução no indicador SAIDI MT resultante dos projetos previstos no cenário é de 11 min. Globalmente, os benefícios associados aos projetos de investimento propostos representam em 2025 ganhos anuais de END de 5,1 GWh. Os benefícios do investimento proposto com impacto na eficiência de rede, apontam para uma redução de perdas de 120 GWh anuais.

Fonte: ERSE, EDP Distribuição (Proposta de PDIRD-E 2018 e Proposta de PDIRD-E 2020)

2.4 CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE ASSOCIADA À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As previsões da evolução da procura de eletricidade são um dos fatores ponderados na avaliação das necessidades de investimento do operador da RND. Estas previsões são também relevantes para avaliar o impacto tarifário associado à realização destes investimentos e como tal torna-se necessário à sua inclusão nas propostas de PDIRD-E.

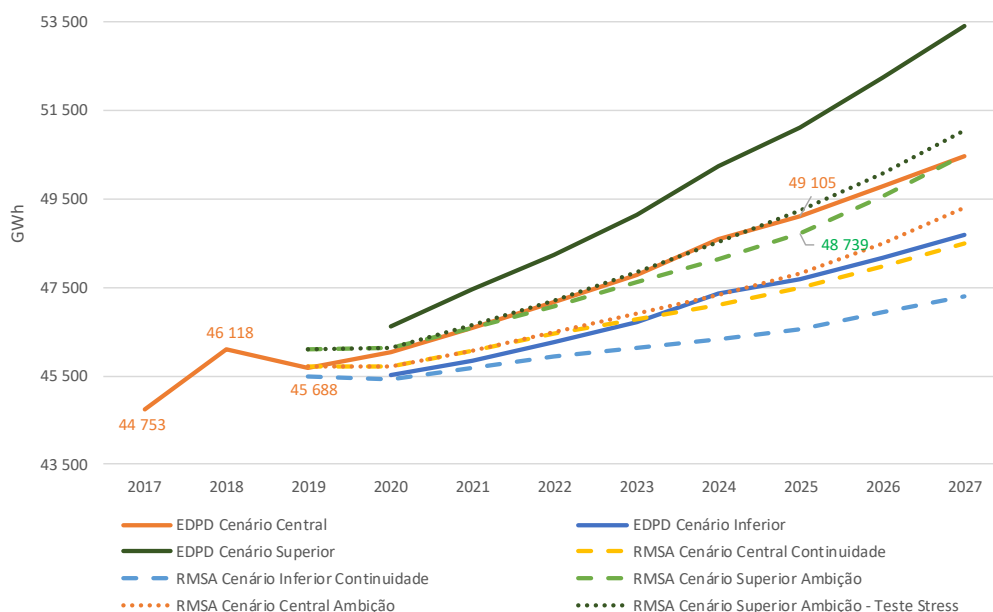
Como anteriormente referido, a proposta de PDIRD-E 2020 apresenta no seu capítulo 5 as previsões de evolução da procura de eletricidade na rede de distribuição em AT e MT, para o período de 2021 a 2025. As previsões de consumo da EDP Distribuição são suportadas por modelos matemáticos, descritos no Anexo A da proposta de PDIRD-E 2020, os quais usam informação histórica do consumo e um conjunto de variáveis explicativas. Foram estudados nestes modelos os efeitos das seguintes variáveis externas na evolução da procura de energia elétrica: efeitos de temperatura, efeitos de calendário, medidas de eficiência energética e utilização de veículos elétricos. De acordo com as análises da EDP Distribuição, os comportamentos do consumo nos diferentes níveis de tensão são bastante distintos, quer nas tendências, quer nas correlações que apresentam com as variáveis estudadas. As previsões que são efetuadas para o futuro por estes modelos dependem essencialmente das variáveis macroeconómicas, que permitem definir as tendências de evolução do consumo em função da previsão de evolução da atividade económica.

Atendendo ao momento em que foi preparada a proposta de PDIRD-E 2020, as previsões macroeconómicas nele utilizadas³ ainda não refletem o momento absolutamente excepcional que atualmente se vive, devido à pandemia COVID-19. Pese embora os efeitos económicos no futuro sejam incertos, como se pode aferir pela enorme amplitude dos valores apresentados nas previsões de várias instituições para a taxa de variação do PIB português, é possível constatar que as previsões macroeconómicas e, conseqüentemente, da procura apresentadas no PDIRD-E 2020, não refletem as perspetivas mais recentes para a evolução económica no curto e médio prazo.

A Figura 2-2 apresenta as previsões do consumo no cenário Central da proposta de PDIRD-E 2020, comparando-a com os valores reais e com a previsão do RMSA-E 2019. Os valores apresentados correspondem à energia entrada nas redes de distribuição em AT/MT, deduzida das perdas.

³ As projeções para a evolução do PIB e do Consumo Privado estimadas pela EDP Distribuição são apresentadas no anexo A da proposta de PDIRD-E 2020.

Figura 2-2 – Previsão do operador da RND de evolução do consumo abastecido pela RND ⁴



Fonte: EDP Distribuição (Proposta PDIRD-E 2020)

Na figura anterior verifica-se que o consumo previsto para o cenário Central na proposta de PDIRD-E 2020, se situa, na sua generalidade, acima do consumo previsto no RMSA-E 2019. Tal facto decorre da utilização, para as previsões do período 2021-2025, dos dados reais de consumo de 2019, bem como dos indicadores macroeconómicos reais de 2019, que são superiores às projeções macroeconómicas utilizadas para o RMSA-E 2019. De acordo com as projeções do consumo do cenário Central da proposta de PDIRD-E 2020, o máximo histórico de consumo, 48155 GWh registado em 2010, será ultrapassado no ano de 2024 continuando a crescer no ano de 2025.

Todos os cenários de evolução do consumo apresentados na proposta de PDIRD-E 2020 apontam para um crescimento no horizonte de 2021 a 2025, inclusivamente no caso do cenário Inferior. Nesse cenário, o crescimento médio para o período em análise é de 0,95%, próximo do crescimento médio observado entre 2017 e 2019, que foi de 1,0%.

⁴ Segundo o operador da RND, o consumo corresponde à energia entrada na RND deduzida das perdas na RND.

Questão 1

Tendo em conta a incerteza associada aos potenciais efeitos da pandemia COVID-19, tanto conjunturais, como decorrentes de alterações estruturais no tecido económico, que não foi possível incluir nos cenários de consumo da proposta de PDIRD-E 2020, considera relevante a ponderação de cenários de consumo alternativos que reflitam esta incerteza, designadamente para a avaliação dos impactes tarifários dos investimentos propostos para a rede de distribuição AT/MT?

Caso considere necessário a apresentação de novos cenários, indique os que considera mais adequados e o racional que os sustenta.

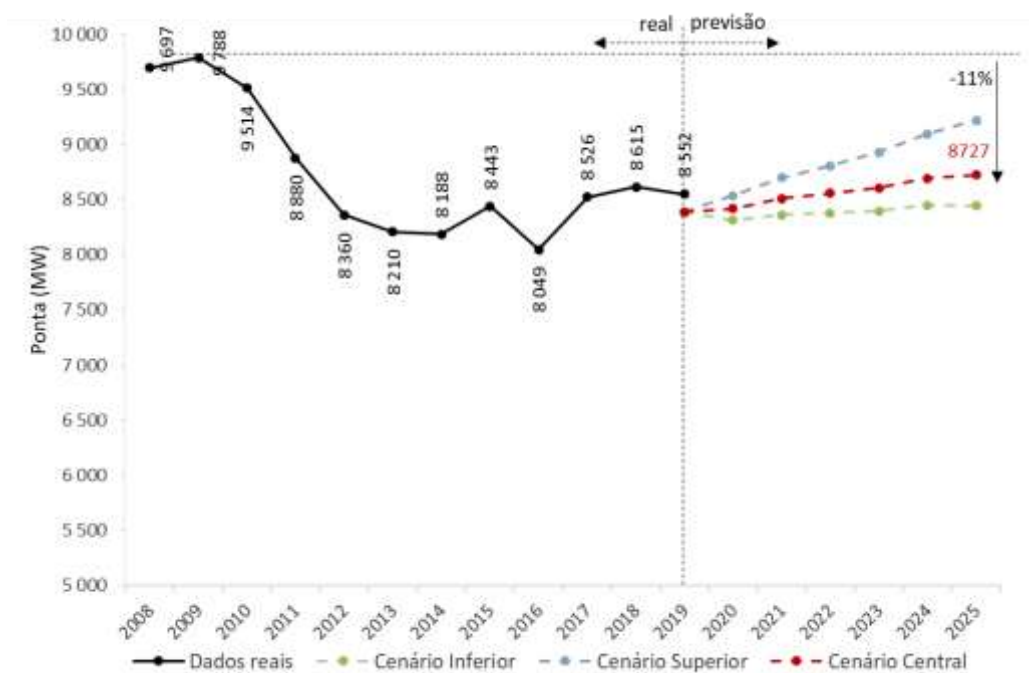
A evolução das pontas de carga é outro fator determinante das necessidades de investimento nas redes.

Para estimar a ponta de carga síncrona para a globalidade da RND, a EDP Distribuição analisou a relação entre a evolução desta variável e a evolução da procura de eletricidade (ver anexo A do PDIRD-E 2020), o que permitiu para cada cenário de consumo obter a previsão de evolução da ponta de carga.

A Figura 2-3 apresenta as previsões de evolução da ponta de carga síncrona da rede de distribuição a nível nacional⁵, para o cenário central de consumo, comparando-a com os valores reais e com os restantes cenários da proposta de PDIRD-E 2020. O valor previsto para 2025 é inferior em cerca de 11% ao valor máximo ocorrido em 2009.

⁵ Corresponde ao máximo simultâneo da potência nas saídas de todas as subestações em AT e MT.

Figura 2-3 – Previsão de evolução da ponta de carga síncrona na rede nacional de distribuição



Fonte: ERSE, EDP Distribuição (PDIRD-E 2016 e Proposta PDIRD-E 2018)

No caso das redes de distribuição, os reforços em desenvolvimento de rede são determinados essencialmente pela evolução das cargas locais e pela disponibilidade de saídas nas subestações, pelo que as necessidades de investimento do operador da rede de distribuição não estão diretamente relacionadas com a evolução das cargas a nível nacional, e consequentemente com a ponta síncrona nacional. Ainda assim, pode ser um indicador importante, designadamente para a coordenação do planeamento entre a rede de distribuição e a rede de transporte.

3 PROPOSTA DE DESENVOLVIMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 VETORES ESTRATÉGICOS E PROGRAMAS DE INVESTIMENTO

A proposta de PDIRD-E 2020 estabelece o plano de investimentos que assegura as funções principais do operador da RND, no desenvolvimento da RND, assegurando qualidade na prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica e garantindo a satisfação das necessidades dos utilizadores da rede. Para tal, o operador da RND deve identificar e quantificar os recursos necessários para assegurar a existência de capacidade disponível nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede, bem como de boas práticas ambientais.

Este exercício de identificação das necessidades no âmbito das atividades do planeamento das redes, deve ser orientado por princípios e objetivos a atingir, e que suportam o desenvolvimento da rede, nomeadamente:

- O acompanhamento da evolução prevista dos consumos e potências de ponta das instalações, para que possa intervir na rede antecipadamente;
- A monitorização do desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica, nomeadamente pela redução das assimetrias entre regiões, fundamental para determinar as zonas da rede a intervir;
- Acompanhar e avaliar o nível de perdas de energia na RND, selecionando todos os projetos com valia económica positiva considerando os benefícios em perdas;
- Quantificar a redução dos custos operacionais do sistema, decorrentes seja de uma maior automatização do processo operacional seja pela via da melhor utilização de ativos;
- Procurar criar condições de rede que permitam facilitar aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços e desenvolvimento de uma rede cada vez mais inteligente, são também objetivos presentes neste PDIRD-E.

Para dar resposta a estes desafios, e à semelhança das últimas duas edições de PDIRD-E, o operador da RND classifica o investimento proposto segundo 5 vetores estratégicos:

- Segurança de Abastecimento (SA)
- Qualidade de Serviço Técnica (QST)

- Eficiência da Rede (ER)
- Eficiência Operacional (EO)
- Acesso a Novos Serviços (ANS)

Por sua vez, o operador da RND agrupa os diferentes “projetos individuais de investimento” que dão resposta às necessidades de rede identificadas segundo “programas de investimento” que contribuam para o mesmo objetivo estratégico. No entanto, quer os projetos individuais, quer os programas de investimento podem contribuir para atingir os objetivos de diferentes vetores estratégicos (por ex., a construção da nova subestação de Grândola 60/30kV inserida no programa “*melhoria da qualidade de serviço técnica*” acrescenta outros benefícios à rede no que diz respeito ao vetor *Segurança de Abastecimento*, ao vetor *Eficiência de rede* e ao vetor *Eficiência Operacional*, e por isso parte do montante de investimento afeto a esse projeto será atribuído a esses outros vetores).

Esta atribuição dos vários programas de investimento aos diferentes vetores estratégicos é realizada pelo operador da RND com recurso a uma matriz que relaciona a contribuição de cada programa de investimento para um ou mais vetores estratégicos, e que resulta de um modelo desenvolvido pelo INESC TEC (Figura 3-1).

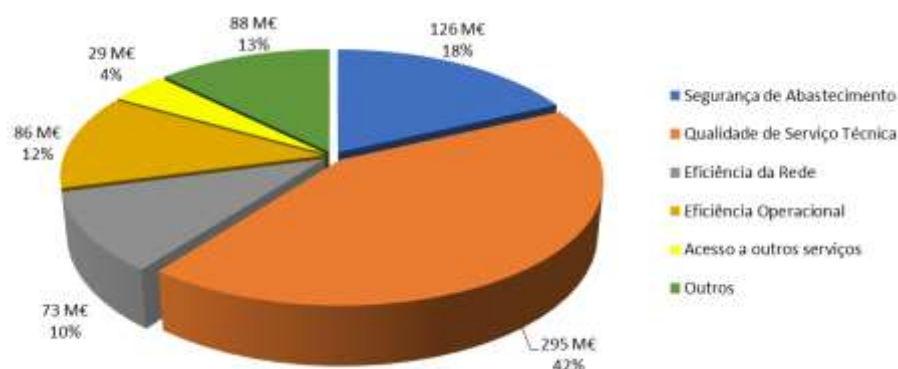
Figura 3-1 – Matriz de Contribuição dos Programas Investimento para os Vetores Estratégicos, a custos primários

Programas de Investimento	nº	TOTAL 2021-2025 (M€)	Contribuição para os Vetores de Investimento de iniciativa de Empresa					Outros
			Segurança de Abastecimento	Qualidade de Serviço Técnica	Eficiência da Rede	Eficiência Operacional	Acesso a outros serviços	
Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	1	88,6	85%	5%	5%	5%		
Inv. Obrigatório (só contadores)	1	6,5						100%
Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	68	167,5	10%	60%	10%	20%		
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	14	83,0	7%	80%	6%	7%		
Desenvolvimento de Rede	37	82,7	20%	30%	45%	5%		
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	1	50,0		30%				70%
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	15	39,8		70%		20%	10%	
Programa de Investimento Corrente Urgente	1	37,5	10%	20%	10%	40%		20%
Promoção Ambiental	1	35,5						100%
Investimento Inovador	3	29,2		10%		5%	85%	
Automação e Telecomando da Rede MT	16	27,0		90%		10%		
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	25	26,3		70%		30%		
Ligações aos Operadores de Redes BT	1	10,0	60%	10%	20%	10%		
Beneficiações Extraordinárias	1	5,6	10%	20%	10%	40%		20%
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	3	5,5	20%	20%	55%	5%		
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	1	2,5						100%
Aquisição de Geminis para o sistema de...	0	0,0	20%	10%	60%	0%		

Fonte: ERSE, EDP Distribuição (Proposta de PDIRD-E 2020)

Na Figura 3-2, ilustra-se a distribuição do investimento proposto pelo operador da RND (investimento específico a custos primários), de acordo com os diferentes vetores estratégicos de investimento, ilustrando-se de seguida como cada programa contribui para esse vetor.

Figura 3-2 – Distribuição do investimento específico a custos primários por vetores



Fonte: ERSE, EDP Distribuição (Proposta de PDIRD-E 2020)

Assi, a proposta de PDIRD-E 2020 faz uma aposta forte no vetor “Qualidade de Serviço Técnica” (QST), com cerca de 42% do total do investimento proposto, sendo o principal pilar na decisão de investimento pelo operador da RND, como demonstra o facto de ser o vetor com mais programas de investimento associado. Segundo o operador da RND, este é o principal *driver* de elaboração da proposta de PDIRD-E 2020.

Todos os restantes vetores apresentam pesos inferiores, embora partilhem com o vetor QST alguns dos principais programas de investimento, como por exemplo o programa “Renovação e Reabilitação de Ativos” (168 M€), o programa “Melhoria de Qualidade de Serviço” (83 M€) e o programa “Desenvolvimento de Rede” (83 M€), que no seu conjunto representam cerca de um terço do total a investir ao longo do quinquénio e contribuem para os objetivos de quatro vetores de investimento (*Segurança de Abastecimento, Eficiência de Rede, Qualidade de Serviço Técnica e Eficiência Operacional*)

3.1.1 MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

Pela sua importância, como descrito no ponto anterior, o vetor Qualidade de Serviço Técnica merece uma análise mais aprofundada. No seu essencial, e segundo o operador da RND, o investimento no vetor *Qualidade de Serviço Técnica* é orientado para melhorar os níveis globais de qualidade de serviço da RND, através não só da redução das assimetrias existentes entre regiões, melhorando as zonas de pior qualidade

de serviço, mas também procurando manter controlado o risco de degradação das zonas melhor servidas, atenuando-se desta forma as assimetrias existentes.

Para além destes objetivos, e satisfazendo sempre as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS), os investimentos são selecionados ainda com o objetivo de (1) “Evitar a degradação significativa da qualidade de serviço técnica global”; (2) “Aumentar da resiliência da rede, em especial das redes aéreas em zonas mais expostas a eventos meteorológicos excecionais”; (3) “Reduzir o número de interrupções breves” e (4) “Assegurar a qualidade da onda de tensão”.

A proposta de PDIRD-E 2020 apresenta um *Cenário base* para o investimento no vetor *Qualidade de serviço*, a custos primários, de cerca de 295 milhões de euros, o que se traduz por um valor anual médio de 59 M€/ano, o dobro do valor médio registado no último triénio, Quadro 3-1.

Quadro 3-1 –Qualidade de Serviço esperada por cenário de investimento proposto (custos primários)

Cenário base	295 M€ (59 M€/ano)	<ul style="list-style-type: none"> - Melhoria da QST global esperada (-3,39min. NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias regionais - Melhorar zonas pior servidas (Zonas C). - Manter qualidade de serviço das zonas melhor servidas (Zonas A e B)
Cenário inferior	247 M€ (49 M€/ano)	<ul style="list-style-type: none"> - Manutenção esperada da QST global (0 min. NC=50%) - Não permite reduzir assimetrias. - Mantém nível QST nas zonas A, B, C - Aumenta risco real de degradação das zonas melhor servidas (Zonas A e B)
Cenário superior	394 M€ (79 M€/ano)	<ul style="list-style-type: none"> - Melhoria mais acentuada da QST global (-8,19 min. NC=50%) - Melhora o nível QST nas zonas B, C - Permite continuar a reduzir assimetrias. - Menor risco real de degradação das zonas melhor servidas (Zonas A)

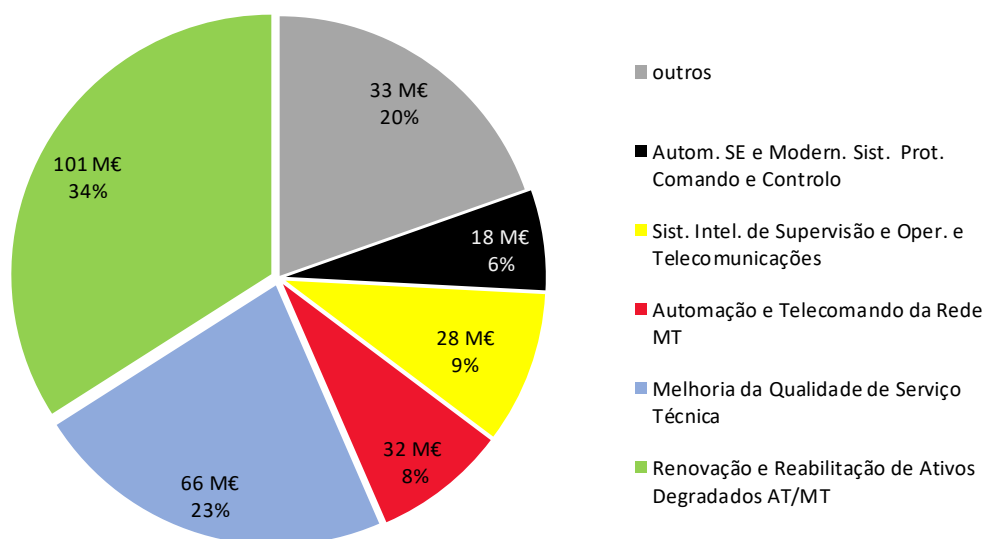
Fonte: ERSE, EDP Distribuição (Proposta de PDIRD-E 2020)

Associado ao nível de investimento proposto para o *Cenário base*, o operador da RND caracteriza o desempenho esperado da qualidade de serviço técnica da rede, que no caso do cenário adotado, permite uma ligeira melhoria dos níveis globais de qualidade de serviço técnica. Adicionalmente, o operador da RND inclui na proposta de PDIRD-E 2020 uma análise de sensibilidade com dois outros cenários de investimento, inferior e superior ao *Cenário base*, respetivamente associados a uma manutenção da qualidade de serviço, e a uma melhoria mais significativa dos níveis globais, tal como ilustrado na tabela seguinte.

Para garantir esta melhoria nos níveis esperados de qualidade de serviço, o operador da RND reforça, nesta proposta de PDIRD-E 2020, o investimento no vetor *Qualidade de Serviço Técnica*, que embora mantendo o peso de 42% no total do investimento proposto, regista um aumento de cerca de 115 milhões de euros face à proposta de PDIRD-E 2018, com destaque para alguns programas de investimento como o programa “Renovação e Reabilitação de Ativos” e o programa “Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica” que, no seu conjunto, representam cerca de 165 milhões de euros ou 55% do total investido no vetor.

A Figura 3-3 apresenta a desagregação do investimento no vetor *Qualidade de Serviço Técnica* pelos principais programas de investimento propostos pelo Operador da RND para atingir os objetivos propostos.

Figura 3-3 – Desagregação do investimento no vetor QST por programa de investimento, a custos primários



Fonte: ERSE, EDP Distribuição (Proposta de PDIRD-E 2020)

Tendo em conta os níveis globais de qualidade de serviço já alcançados no passado, em resultado dos investimentos realizados ao longo dos últimos anos, com base na evolução do valor estimado de SAIDI, e adotando como referencial de partida um valor em 2017 de 77,6 min/PdE, o operador da RND determinou qual o investimento mínimo necessário para uma ligeira melhoria na qualidade de serviço, com o objetivo de atingir um valor de 74,26 min/PdE em 2026.

Assim, considerando a análise de sensibilidade e o risco de não cumprimento dos objetivos deste vetor, na proposta de PDIRD-E 2020, o operador da RND propõe um investimento de 295 milhões de euros, com uma média anual de 59 M€/ano, ou seja o dobro do valor investido nos últimos 5 anos, esperando com

este reforço reduzir o valor global de SAIDI MT em 3,39min, quer através da redução de assimetrias e de melhoria dos clientes pior servidos, em especial nas Zonas C (redução 5,7% ou 11 minutos no SAIDI MT), quer através da manutenção dos níveis atingidos nas Zonas A e B.

Questão 2

Face aos níveis de qualidade de serviço já alcançados no passado, concorda com a estratégia proposta pelo operador da RND para uma ligeira melhoria dos níveis globais de Qualidade de Serviço (SAIDI MT), de duplicar o valor do investimento médio anual para alcançar a melhoria das zonas e os clientes pior servidos, sem aumentar o risco de deteriorar as zonas e os clientes melhor servidos?

3.1.2 OUTROS VETORES E PROGRAMAS DE INVESTIMENTO

Para além do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, que representa 42% do investimento total a custos primários (295 M€), o operador da RND propõe, igualmente a custos primários, cerca de 400 milhões de euros em investimento específico nos restantes vetores estratégicos: Segurança de Abastecimento (125 M€), Eficiência de Rede (73 M€), Eficiência Operacional (86 M€) e Acesso a Novos Serviços (28 M€). O operador da RND agrega ainda na rubrica “outros” um conjunto de projetos de investimento não associados a nenhum destes vetores, num total de 88 milhões de euros⁶.

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

De entre estes vetores, o vetor Segurança de Abastecimento é um vetor particularmente importante, com 18% do total investido, e diretamente relacionado com a gestão de recursos que garantam as condições de entrega e receção de energia elétrica a consumidores e produtores, no respeito de critérios e padrões de segurança.

Com o objetivo de cumprir esses critérios de planeamento, o operador da RND deve por um lado assegurar o desenvolvimento da rede de modo a minimizar a ocorrência de potência não garantida em regime de exploração n-1, e cumprir a segurança de abastecimento às capitais de distrito (objetivo que espera alcançar com um investimento de 35 milhões de euros), mas igualmente assegurar um planeamento da RND coerente com o planeamento da RNT ao nível das suas ligações. Esta coordenação é importante, quer

⁶ Inclui projetos que não se enquadram em nenhum dos outros vetores, associados às seguintes categorias: investimento obrigatório (contadores), promoção ambiental, beneficiações extraordinárias, abertura e restabelecimento da RFSGC, investimento corrente urgente e mitigação do risco na operação de infraestruturas críticas.

do ponto de vista da criação de condições para aumento de capacidade de receção de nova produção renovável que se ligue na RND, quer do ponto de vista da segurança de abastecimento e apoio aos consumos da RND.

O operador da RND propõe no horizonte da proposta de PDIRD-E 2020, até 2025, a abertura de 2 novos pontos injetores, em Vila Nova de Famalicão (Minho) e em Divor (Alentejo), justificados pelo crescimento dos consumos e pelas características da atual rede de AT, com extensões elevadas, reduzindo a flexibilidade e a segurança do abastecimento. Ambos os projetos, já previamente previstos em edições anteriores do PDIRD-E, mas recalendarizados, são articulados com o operador da RNT, na medida em que estes pontos injetores fazem parte de eixos a 400 kV, classificados como projetos complementares inseridos nas mais recentes propostas de PDIRT-E, nomeadamente o PDIRT-E 2017, já aprovado pelo Governo, e a proposta de PDIRT-E 2019, ainda em apreciação.

Do lado do desenvolvimento da capacidade de receção, o operador da RND destaca a importância de desenvolver a RND de modo a criar condições para a receção de nova capacidade de receção, que apresenta uma tendência de crescimento, em resultado da aposta nacional e europeia na descarbonização da economia e do setor energético, designadamente a concretização dos objetivos de geração renovável do PNEC 2030, e conseqüente aposta na produção a partir de fontes de energia renováveis, com particular destaque para a tecnologia solar fotovoltaica de média e pequena escala.

Para tal, o operador da RND aposta na reposição da capacidade de receção em subestações, onde esta tenha sido totalmente alocada a novas ligações, de modo a não inviabilizar futuras ligações, dedicando a este subprograma de investimento uma verba total de 45 milhões de euros a concretizar no horizonte 2021-2025. Espera ainda aumentar a capacidade de receção da RND em cerca de 800 MVA, beneficiando ainda em mais 200 MVA de outros projetos de desenvolvimento da rede que, não sendo alocados a este subprograma, também indiretamente contribuem para o mesmo objetivo. Assim, é expectável que até ao final do horizonte do plano, a rede consiga um reforço em 1000 MVA, que acresce aos atuais 6600 MVA (ainda que parte desta capacidade livre se situe em zonas de maior consumo urbano e não nas zonas onde se tem registado uma maior procura por parte de novos produtores).

O operador da RND refere ainda que o investimento neste subprograma é realizado com recurso às participações financeiras resultantes dos encargos de reforço da rede suportados pelos novos produtores que se ligam à RND.

Questão 3

Concorda com a opção do operador da RND de antecipar o uso destas receitas para repor os níveis de capacidade de receção da rede, onde esta se esgota? Como garantir a neutralidade tarifária, através da calendarização do investimento em conjugação com efetiva ligação de produtores e respetivas participações em reforço de rede?

PROGRAMA RENOVACÃO E REABILITAÇÃO DE ATIVOS

Tendo por base que a maioria dos principais ativos em exploração na RND entraram em exploração há 25 ou mais anos, aproximando-se do final da sua vida útil contabilística, e que a probabilidade de falha dos mesmos tem impacto na degradação da qualidade do serviço prestado aos consumidores, o operador da RND propõe um conjunto de investimentos dedicados à renovação ou substituição de equipamentos de rede que se revelem críticos e ao mesmo tempo apresentem um estado de degradação mais avançado, que, segundo o operador da RND é precedida de uma análise criteriosa dos riscos associados. Para tal, avalia o estado dos ativos através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores *Índice de Saúde* e *Índice de Criticidade*, procurando mitigar estes riscos e garantir o rejuvenescimento dos ativos da RND.

Segundo operador da RND, para os próximos anos, prevê-se um aumento muito significativo das necessidades de renovação de ativos, e nesse sentido, na proposta de PDIRD-E 2020, propõe a renovação em especial de Disjuntores AT/MT e Transformadores AT/MT (idade média de 31 anos), traduzido por um investimento total de 168 milhões de euros, a custos primários, o dobro do investimento inscrito nesta rubrica na proposta de PDIRD-E 2018, justificado pela necessidade de garantir uma rede com elevados níveis de qualidade de serviço e, ao mesmo tempo, contribuindo para uma maior eficiência da rede e segurança de abastecimento de consumos⁷.

Não obstante este montante de investimento no programa específico “Renovação e reabilitação e ativos”, existem outros programas que contribuem indiretamente para a renovação da RND⁸. No conjunto destes dez programas, o operador prevê investir, no período 2021-2025, um montante total de 392 milhões de euros (custos primários).

⁷ O operador da RND justifica o nível de investimento proposto através do estudo “Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT”, cujo sumário executivo se encontra no Anexo H4.

⁸ Em particular, destacam-se o programa “Melhoria da Qualidade de Serviço” (42 M€), o programa “Investimento Corrente Urgente” (34 M€) e o programa “Promoção Ambiental” (32 M€), para além, naturalmente do programa “Investimento Obrigatório” (38 M€).

Questão 4

Tendo em conta que, por um lado a eletrificação da economia, irá implicar por si só um maior consumo global, mas que, por outro lado, a penetração do autoconsumo/comunidades e as soluções de gestão eficiente de rede podem implicar a manutenção ou, mesmo, a redução da ponta de utilização, como vê o impacto desta nova realidade nas necessidades de renovação dos equipamentos da RND?

RESILIÊNCIA DA REDE

No contexto de crescente importância das redes elétricas como elementos transversais centrais às restantes infraestruturas críticas à descarbonização da economia e à transição energética, é importante garantir a maximização da resiliência das redes, no sentido de que estas sejam robustas e capazes de fazer face a desafios externos, minimizando os impactos em termos da qualidade do serviço prestado.

Em particular, na proposta de PDIRD-E 2020, o operador da RND aponta dois desafios fundamentais com impacto na resiliência das redes: 1) os fenómenos atmosféricos extremos que Portugal tem vindo a sofrer, nomeadamente nos últimos anos, tais como fogos e tempestades; 2) a crescente frequência e perigosidade de ataques cibernéticos e a importância e papel dos sistemas na operação da rede.

Para fazer face a estes desafios, o operador da RND propõe um investimento de cerca de 96 milhões de euros (custos primários), destinados a progressivamente converter 1500km de rede de distribuição aérea em rede subterrânea, aumentando o peso da rede subterrânea⁹, que atualmente representa cerca de 20%, um valor bastante inferior à médias das redes dos restantes países europeus, que se situa em 48%, ligeiramente acima do peso da rede subterrânea espanhola (44%).

Em resposta ao segundo desafio, relacionado com a cibersegurança da rede, o operador prevê um investimento de 35 milhões de euros nos programas “Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações” e “Investimento Inovador”, destinado ao aumento da resiliência relacionada com a gestão dos sistemas e segurança de rede, quer física que de telecomunicações.

⁹ Segundo o operador da RND, do total de 1500 km de rede subterrânea AT/MT, 1000 km correspondem a rede renovada, e o restante, a nova rede a estabelecer. Na componente de renovação de rede, prevê-se a conversão de 300 km de rede aérea em rede subterrânea.

3.1.3 BENEFÍCIOS NÃO MONETIZADOS

Na proposta de PDIRD-E 2020, o operador da RND descreve os principais impactos e benefícios associados aos vários vetores estratégicos, quantificando nas fichas individuais de cada projeto (Anexo C) os benefícios esperados ao longo da sua vida útil contabilística. No seguimento da anterior recomendação da ERSE no seu parecer à proposta de PDIRD-E 2018, o operador da RND apresenta na atual proposta de PDIRD-E 2020 o resultado de um estudo recente levado a cabo pelo IESC TEC (Anexo H2). Este procura monetizar os benefícios não só relativos à Energia não distribuída (vetor QST) e redução de perdas (vetor Eficiência de Rede), já apresentados no passado, mas igualmente sobre os benefícios associados à potência não cortada, ou seja decorrentes do custo evitado pelo investimento no vetor “Segurança de Abastecimento”, apresentando os benefícios esperados em termos de grandezas físicas e monetizando os mesmos.

Questão 5

Considera que a informação sobre a monetização de benefícios apresentada na proposta é suficiente e permite efetuar uma análise de custo-benefício aos investimentos validando a estratégia de investimentos nas redes de distribuição em AT e MT da proposta de PDIRD-E 2020?

3.2 DISCUSSÃO SOBRE O PAPEL FUTURO DA RND

O nível de investimento e o planeamento da rede de distribuição não pode ser dissociado da visão estratégica do Estado sobre o setor energético, bem como do papel esperado dos operadores das redes face ao desenvolvimento tecnológico da sociedade.

Neste ponto é essencial ter presente os objetivos assumidos pelo Estado português no âmbito da União Europeia e restante comunidade internacional, relativos à defesa do clima e do plano de ação de mitigação das consequências das alterações climáticas. Destacam-se as metas definidas para a política climática e energética¹⁰, que visa atingir, até 2030, uma redução de, entre 45% e 55% nas emissões de gases com efeito de estufa em comparação com os níveis de 1990, um aumento para 47% da quota-parte das energias renováveis no consumo de energia e uma melhoria de 35% na eficiência energética.

¹⁰ Os valores identificados para as metas resultam das metas adotadas no âmbito do Pacote “Energia limpa para todos os Europeus”, aprovado pela COM 2016/860

Qualquer dos três objetivos anunciados é impactante para o desenvolvimento das redes de distribuição, em particular: pelo incremento acentuado da eficiência energética em todos os consumos realizados; pelo expectável aumento da quota de produção a partir de fontes de energia renovável e descentralização dessa produção; pela alteração do papel do consumidor final da energia que passará a atuar também como produtor para o seu próprio autoconsumo; pelo expectável aumento da penetração da eletrificação de consumos energéticos que tradicionalmente utilizam combustíveis fósseis como fonte primária de energia (por exemplo, no aquecimento de edifícios e no transporte rodoviário¹¹) e pela adoção de novas formas de conversão e de gestão de energia, como seja o armazenamento distribuído.

O nível de conectividade e digitalização disponível das redes de distribuição possibilitará a inovação e a tomada de decisão em função de critérios de eficiência, permitirá o acesso a nova informação sobre utilização da rede pelos consumidores, potenciando o seu papel enquanto agentes de promoção da eficiência energética. Neste ponto, é fundamental a discussão e clarificação das funções do operador da rede na disponibilização de informação aos consumidores e às empresas prestadoras de serviços energéticos, bem como a redefinição dos papéis de cada tipo de agente no setor. A produção descentralizada e renovável, por exemplo, permite que o consumidor seja também produtor de energia elétrica, e possa disponibilizar serviços de sistema ao operador da rede, em determinadas condições. Esta realidade, cuja expansão se antecipa, complexifica o relacionamento comercial entre as partes e abre caminho à existência de outros agentes, tais como os agregadores e as comunidades energéticas, perspetivando-se alterações na forma de regulação do setor¹².

Igualmente incontornável na reflexão sobre o papel do operador da RND¹³, são os objetivos definidos no pacote legislativo europeu, cuja aprovação foi concluída em agosto de 2019, denominado «Energia Limpa para Todos os Europeus»¹⁴, que estabelece o enquadramento legislativo para a transição para as energias

¹¹ Contribuindo para o cumprimento do objetivo de 20% de energias renováveis nos transportes estabelecido no PNEC 2030.

¹² Uma reflexão recente dos reguladores europeus sobre este tema poderá ser consultada no estudo do CEER “Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation”, disponível em <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/1128ea3e-cadc-ed43-dcf7-6dd40f9e446b>.

¹³ Importa referir o relatório do CEER, “The Future Role of DSO”, de 2015, que continua atual, designadamente nas fronteiras que define para o papel dos operadores de rede (por exemplo, não podem obstaculizar as soluções de mercado, nem porem em causa a proteção dos dados dos consumidores), bem como nos desafios que perspetiva para essas empresas, enquanto facilitadores de mercado e na gestão de um sistema significativamente mais complexo.

¹⁴ O pacote inclui 4 diretivas, nomeadamente, Diretiva sobre a promoção de utilização de energia a partir de fontes renováveis; Diretiva sobre regras comuns para o Mercado Internos de Eletricidade; Diretiva sobre a Eficiência Energética e Diretiva sobre o desempenho energético dos edifícios. Inclui ainda 4 regulamentos europeus, nomeadamente: Regulamento sobre o Mercado Interno de Eletricidade; Regulamento sobre avaliação e Preparação para Riscos no Setor da Eletricidade; Regulamento sobre a

limpas e colocando a União Europeia e todos os seus Estados Membros na via para a concretização dos compromissos assumidos no Acordo de Paris de 2015. Este caminho está a ser ainda mais aprofundado pela atual Comissão Europeia com a sua aposta no Pacto Ecológico Europeu e em que a Europa seja o primeiro continente neutro em emissões de carbono, com o objetivo de manter a competitividade da União Europeia, enquanto que a transição para energia limpa provoca mudanças nos mercados energéticos mundiais.

A nível nacional, deverá atender-se aos objetivos definidos no PNEC – Plano Nacional Energia e Clima¹⁵, que estabelece linhas de atuação para 2021-2030, e dos demais planos que com este se articulam, designadamente o Roteiro para Neutralidade Carbónica 2050¹⁶ e o Plano Nacional de Investimentos 2030¹⁷.

São iniciativas que apresentam uma visão integrada da economia e dos setores de atividades, visando atingir com sucesso e de forma sustentável a transição energética necessária. Destes planos resultam objetivos, ao nível do consumo de energia: a eficiência energética, a eletrificação dos consumos, o incremento da produção de energia renovável, a descentralização da produção e a introdução de fatores de consumo relevantes, tais como, o carro elétrico e o armazenamento de energia. O desempenho e o desenvolvimento destes elementos serão essenciais para iluminar sobre as melhores opções de investimento das redes de distribuição.

A nível europeu, está em curso um processo de adequação do quadro legal e do funcionamento dos mercados e das redes elétricas, de modo a que os consumidores passem a ser agentes ativos e, através de um comportamento mais flexível, exerçam a sua influência nos mercados e na gestão das redes. Esta visão, partilhada por várias instituições europeias (Comissão Europeia, ACER e CEER), leva à necessidade de equacionar a estrutura atual do setor elétrico e a forma como as redes são planeadas e operadas. Neste novo paradigma, é expectável que uma participação ativa dos consumidores altere a utilização da

Governança da União Europeia; e Regulamento sobre o funcionamento da Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia da União Europeia (ACER)

Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicada no dia 21 de dezembro, que veio reformular a Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis; a Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicada no dia 21 de dezembro, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética; e o Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicado no dia 26 de dezembro, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática

¹⁵ Disponível em <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=b7ffc244-f66c-42b7-9832-356ac51474f7>

¹⁶ Disponível em <https://descarbonizar2050.pt/>.

¹⁷ Disponível em <http://www.portugal2030.pt/wp-content/uploads/2017/10/Apresentacao-PNI2030-Site-PT2030.pdf>

capacidade atualmente instalada nas redes, podendo reduzir assim a necessidade de novos investimentos de reforço de capacidade.

Questão 6

Como poderá o planeamento da RND considerar as alterações previsíveis de utilização das redes, nomeadamente as resultantes da eficiência energética, da penetração de produção a partir de fontes de energias renováveis, da participação ativa dos consumidores e dos novos sistemas de utilização e gestão de energia?

3.2.1 REDES INTELIGENTES

Na proposta de PDIRD-E 2020, o Operador da RND propõe um conjunto de projetos de investimento associado a “Redes Inteligentes” e que totaliza cerca de 122 milhões de euros, com cerca de 30 milhões de euros dizem respeito ao programa de “Investimento Inovador”, e o restante montante associado a outros programas de investimento que pretendem dotar a rede de soluções que permitam responder a novos desafios, nas áreas da digitalização, da sensorização e monitorização, da automação e telegestão do controlo da rede, comunicações e cibersegurança, e do processamento e análise de um volume crescente de dados, permitindo ao mesmo tempo oferecer novos serviços aos consumidores relacionados com gestão da procura e promoção da eficiência do consumo, num contexto de transição energética.

Sobre a oferta de novos serviços, o operador da RND refere que estes não dependem apenas da instalação de contadores inteligentes, mas também de sistemas complementares de comunicação, tratamento de dados e de operação da rede, salientando o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, da ERSE.

Figura 3-4 – Investimento em redes inteligentes, a custos primários

Programa	2021	2022	2023-2025	Total 2021-2025
Automação e Telecomando da Rede MT	7,0	5,0	15,0	27,0
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	6,3	5,0	15,0	26,3
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	5,4	8,6	25,8	39,8
Investimento Inovador	5,8	5,8	17,4	29,2
Total Investimento Rede Inteligente	24,5	24,4	73,2	122,3

Programas de Investimento / Categorias	Sensorização e Monitorização	Automação e Telegestão	Comunicações e Cibersegurança	Processamento e Análise de Dados
Automação e Telecomando da Rede MT	x	x		
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	x	x		
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		x	x	x
Investimento Inovador	x	x	x	x

Fonte: EDP Distribuição (Proposta de PDIRD-E 2020)

Sobre o investimento classificado como inovador proposto pelo operador da RND, e que diz respeito à instalação de DTC (*Distribution Transformer Controller*), num total de 28 milhões de euros, o operador da RND, identifica os diferentes benefícios esperados com a instalação dos DTC, designadamente na ficha individual de caracterização do investimento.

Questão 7

Tendo em conta os novos desafios impostos às redes elétricas, considera adequada a estratégia do operador da RND no que diz respeito a dotar as redes de soluções inteligentes que potenciem uma maior eficiência da RND e ao mesmo tempo ofereçam aos consumidores e outros agentes do setor novos serviços, tais como a promoção da eficiência do consumo?

Existe algum outro investimento na RND que considere ser pertinente e alvo de inclusão no PDIRD-E 2020?

ANEXO - DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA

Os documentos e diplomas legais que suportam a presente Consulta Pública são os seguintes:

- Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição para o período 2021 a 2025 (PDIRD-E 2020), elaborado pela EDP Distribuição.
- Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição para o período 2017 a 2021 (PDIRD-E 2016) e Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição para o período 2019 a 2023 (PDIRD-E 2018), ambos elaborados pela EDP Distribuição.
- Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2020-2040, de julho de 2019, emitido pela Direção Geral de Energia e Geologia.
- Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e posteriormente alterado pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, transpondo para a ordem jurídica nacional os princípios da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.
- Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades, no desenvolvimento dos princípios constantes do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, completando a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.
- Portaria n.º 133/2015, de 15 de maio, que altera a Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto, que estabelece os termos, condições e critérios de atribuição da reserva de capacidade de injeção de potência na rede elétrica de serviço público (RESP), bem como do licenciamento da atividade de produção de energia elétrica no âmbito do regime especial da remuneração garantida, respetivos prazos de duração, condições de manutenção e de alteração, concretizando o disposto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

- Portaria n.º 596/2010, de 30 de junho, que aprovou, no anexo I, o Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e, no anexo II, o Regulamento da Rede de Distribuição (RRD).
- Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, com as alterações conferidas pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, que estabelece o regime a que fica sujeita a avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente, transpondo para o ordenamento jurídico nacional as Diretivas 2001/42/CE, de 27 de junho, e 2003/35/CE, de 26 de maio, ambas do Parlamento Europeu e do Conselho.
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, que aprova o Plano Nacional integrado Energia Clima (PNEC).
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 93/2010, de 26 de novembro, que reitera a necessidade da elaboração do Programa Nacional para as Alterações Climáticas para o período 2013-2020 (PNAC 2020), com a perspetiva de consolidar e reforçar as políticas, medidas e instrumentos de carácter sectorial previstos no PNAC 2006 e Novas Metas 2007.
- Despacho n.º 2441/2014, de 14 de fevereiro, cria um grupo de trabalho do PNAC 2020 para acompanhamento da sua elaboração atendendo ao seu carácter intersectorial.
- Decreto-Lei nº 90/2014, de 11 de junho - procede à terceira alteração do Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril) introduz alterações ao Regime Jurídico da Mobilidade Elétrica, sendo regulamentado por diversas Portarias que definem, entre outros aspetos, os requisitos para atribuição de licença para o exercício da atividade, as potências mínimas e as regras de segurança a observar nas instalações.
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, que estabelece a aprovação do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 (Estratégia para a Eficiência Energética PNAEE 2016) e do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020 (Estratégia para as Energias Renováveis – PNAER 2020).
- Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, que transpõe parcialmente a Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, relativa a promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis.
- Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, na redação atual, resultante da republicação pelo Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de fevereiro, que estabelece o regime jurídico da microprodução revogado pelo Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de outubro.

- Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, na redação atual, resultante da republicação pelo Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de fevereiro, que estabelece o regime jurídico da miniprodução, revogado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.
- Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 03 de Junho, e parcialmente revogado pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, com a manutenção de alguns dos seus efeitos, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede pública, e o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na totalidade à rede elétrica de serviço público, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis.
- Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001.
- Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, retificado pela Declaração de Retificação n.º 30-A/2015, de 26 de junho que, nomeadamente, estabelece disposições em matéria de eficiência energética e cogeração, criando obrigações para os operadores de rede de distribuição.
- Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, na redação atual, resultante da republicação alterado pelo Decreto-Lei n.º 170/2012, de 1 de agosto, que regula a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica e procede ao estabelecimento de uma rede piloto de mobilidade elétrica e a regulação de incentivos a utilização de veículos elétricos.
- Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro – Promove uma zona piloto para o fomento do desenvolvimento de equipamentos de aproveitamento de energia das ondas, localizada ao largo do concelho da Marinha Grande. Refere, no artigo 7.º, alínea 1), que “a concessionária da rede nacional de distribuição (RND) de energia elétrica garante a construção, junto da zona piloto, das infraestruturas necessárias para receber a energia elétrica fornecida pelos promotores, para uma potência global até 80MW.
- Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro, que aprova as bases da concessão da exploração, em regime de serviço público, da zona piloto para o fomento do desenvolvimento de equipamentos de aproveitamento de energia das ondas, identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, e atribui a respetiva concessão a uma sociedade a constituir pela REN — Redes Energéticas Nacionais, S. G. P. S., S. A..

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

