



# PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

**PDIRD-E 2018**

Versão Julho



distribuição



## SUMÁRIO EXECUTIVO

---

### ENQUADRAMENTO, ÂMBITO E CONTEXTO

A elaboração do plano de desenvolvimento investimento da rede de distribuição (PDIRD-E) encontra-se prevista na alínea e) do n.º 2 do artigo 35.º e no artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, na sua atual redação, o qual estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, que visa a completa transposição para a ordem jurídica interna dos princípios da Diretiva n.º 2009/72/CE do Parlamento e do Conselho, de 13 de Julho.

O regime de elaboração do PDIRD-E encontra-se definido nos artigos 40.º e 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação.

O PDIRD-E é elaborado pelo operador da RND, o qual o submete à consideração da DGEG, para apreciação tendo em conta as necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético e o cumprimento de metas de política energética.

À DGEG compete comunicar a proposta de PDIRD-E ao operador da RNT e à ERSE, à qual compete promover a respetiva consulta pública após o que emite parecer. Com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pelo operador da RNT, o operador da RND elabora a proposta final de PDIRD-E e envia-o à DGEG, competindo ao membro do Governo responsável pela área da energia decidir sobre a aprovação do PDIRD-E.

Este documento constitui um instrumento de natureza dualista, isto é, possui duas vertentes, uma técnica e outra financeira/orçamental, que concretiza e quantifica objetivamente a obrigação genérica de planeamento das redes de distribuição, a qual vincula o operador das redes de distribuição. Ambas as vertentes mencionadas estão logicamente interligadas entre si, sendo inseparáveis na medida em que constituem premissas e conclusões, pois que o julgamento resultante da análise técnica irá ditar as ações a realizar na rede, traduzindo-se automaticamente num investimento financeiro quantificável mediante a elaboração de um orçamento correspondente.

Para além do enquadramento legal suprarreferido, existe um contexto socioeconómico e regulatório que influenciou as opções tomadas e a definição do PDIRD-E 2018.

O desenvolvimento da RND assegura a plena satisfação do aumento dos consumos nas condições regulamentares de segurança de pessoas e bens e baseia-se na adoção de soluções que proporcionam uma melhoria de eficiência energética e económica expressas na manutenção da energia de perdas em níveis que se consideram adequados, procurando não degradar significativamente os indicadores de qualidade de serviço técnica na RND,

melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação nas zonas melhor servidas.

O planeamento da rede de distribuição teve em conta e facilitou o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade, articulando todos os desenvolvimentos necessários com os intervenientes neste processo.

A coordenação entre o PDIRD-E e o PDIRT-E é garantida através da realização de reuniões formais e regulares, efetuadas entre os planeamentos de rede do operador da rede de distribuição e do operador da rede de transporte, assegurando a programação técnica e operacional dos projetos comuns. Esta coordenação é essencial para garantir a racionalidade técnica e económica das intervenções que envolvem ambos os operadores. Se do processo de aprovação do PDIRT-E, a decorrer, resultarem alterações na RNT com impacto na RND, serão efetuadas, após as reuniões de coordenação de planeamento entre os operadores de rede, as alterações necessárias ao plano de investimentos na RND por forma a assegurar a não antecipação de investimento nem a existência de situações que ponham em causa a garantia de abastecimento.

A procura de eletricidade em Portugal Continental é essencialmente determinada pelo nível de atividade económica, revelando alguma sensibilidade às alterações de preços nalguns subsectores industriais. Após um período de recessão e austeridade verificado no início da década, e conseqüente redução dos consumos de eletricidade, verificou-se uma recuperação da procura nos anos mais recentes, pelo que o cenário macroeconómico considerado baseou-se em resultados estimados para Portugal Continental de modelos de regressão linear múltipla e redes neuronais, que apontam para projeções de consumo de crescimento moderado no período deste PDIRD-E.

Este Plano considera as mais recentes previsões para a evolução do nível de atividade económica, bem como as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética. Foram analisados o Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA-E 2016) e o estudo Previsão da Procura de Eletricidade elaborado pela EDP Distribuição, tendo o PDIRD-E 2018 sido suportado no estudo da EDP Distribuição por considerar dados mais recentes, quer do consumo verificado quer das previsões da atividade económica, projetando crescimentos ligeiramente mais altos que os do RMSA-E.

Foram analisados 3 cenários de evolução da procura (Cenário Inferior, Cenário Central e Cenário Superior), prevendo-se para o consumo de eletricidade, no Cenário Central, um acréscimo médio de 1,1% por ano entre 2019 e 2023, com um maior crescimento nos níveis de tensão mais baixos. Na elaboração desses cenários de evolução da procura, foram tidas em conta as metas de eficiência energética preconizadas por intermédio da diretiva 2012/17/EU, transposta para a legislação portuguesa através do Decreto-Lei 68-A/2015. Foram tidas em conta, também, as metas europeias de eficiência energética para 2030, as quais se encontram ainda em fase de decisão (considerando-se a proposta da Comissão Europeia de um objetivo de 30% para 2030<sup>1</sup>). No cálculo das previsões do consumo

---

<sup>1</sup> COM (2016) 761, de 30 de novembro de 2016.

considerou-se, ainda, a evolução do consumo associado a veículos elétricos, baseado no cenário superior das estimativas constantes no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN<sup>2</sup>, por se considerar que esta previsão incorpora adequadamente as considerações de política energética nacional.

Finalmente, foi, também, incluído nesta proposta de PDIRD-E 2018 o desenvolvimento da Avaliação Ambiental Estratégica com incidência na atividade da EDP Distribuição, no qual se pretende evidenciar a prática que já se encontra fortemente incorporada nos Processos desta empresa, relativa à vertente de cariz ambiental e de sustentabilidade.

## EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA-E 2016), considerado para a elaboração deste Plano, estão baseados nos dados reais de procura e oferta do ano de 2015, pelo que não incorporam os efeitos dos valores verificados nos anos seguintes. Assim, entendeu-se adequado ajustar as necessidades tendo em consideração a evolução confirmada nos últimos anos e os indicadores macroeconómicos mais recentes.

Na figura seguinte apresenta-se a comparação dos cenários macroeconómicos considerados nos pressupostos do RMSA-E 2016 e no estudo da EDP Distribuição, verificando-se que o cenário da EDP Distribuição é mais otimista que o cenário do estudo do RMSA no período do Plano.

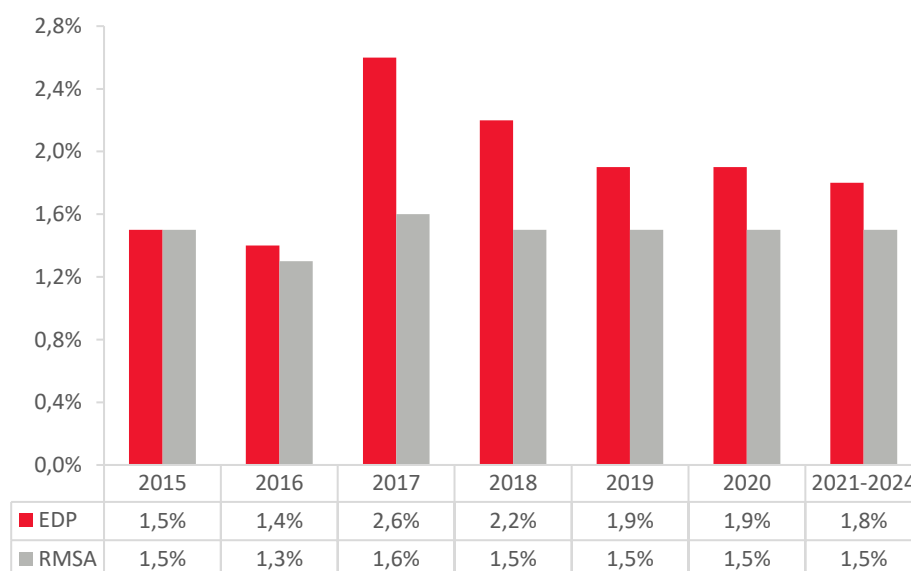


Figura 1: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%)  
 Fonte – Valores de 2015 e 2016 do Banco de Portugal  
 (Comparação de Estimativas EDP e RMSA)

<sup>2</sup> Elaborado pela DGEG, com o apoio da REN.

Conforme ilustrado no gráfico da Figura 1, depois de um crescimento real de 1,4% no ano de 2016 e uma projeção de 2,6% efetuada no final do ano de 2017 por diversas entidades, as projeções adotadas pela EDP Distribuição, baseadas na média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas<sup>3</sup>, são mais otimistas que as consideradas no RMSA-E 2016. Este fator é motivado, essencialmente, pelo facto de o RMSA ter uma data de elaboração anterior à recuperação macroeconómica verificada.

O estudo da procura efetuado pela EDP Distribuição para o período 2016-2024, que se apresenta em anexo, para além de considerar as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, considera também os consumos reais verificados nos anos 2016 e 2017, bem como as estimativas mais recentes para o impacto das medidas de eficiência energética e do consumo dos veículos elétricos.

É possível observar no gráfico da Figura 2 e Tabela 1 a comparação das previsões de ambos os estudos para o período 2016-2024. À semelhança do estudo de previsão de consumos realizado pela EDP Distribuição, também os pressupostos do RMSA-E 2016 consideram três cenários de consumo (Inferior, Central e Superior).

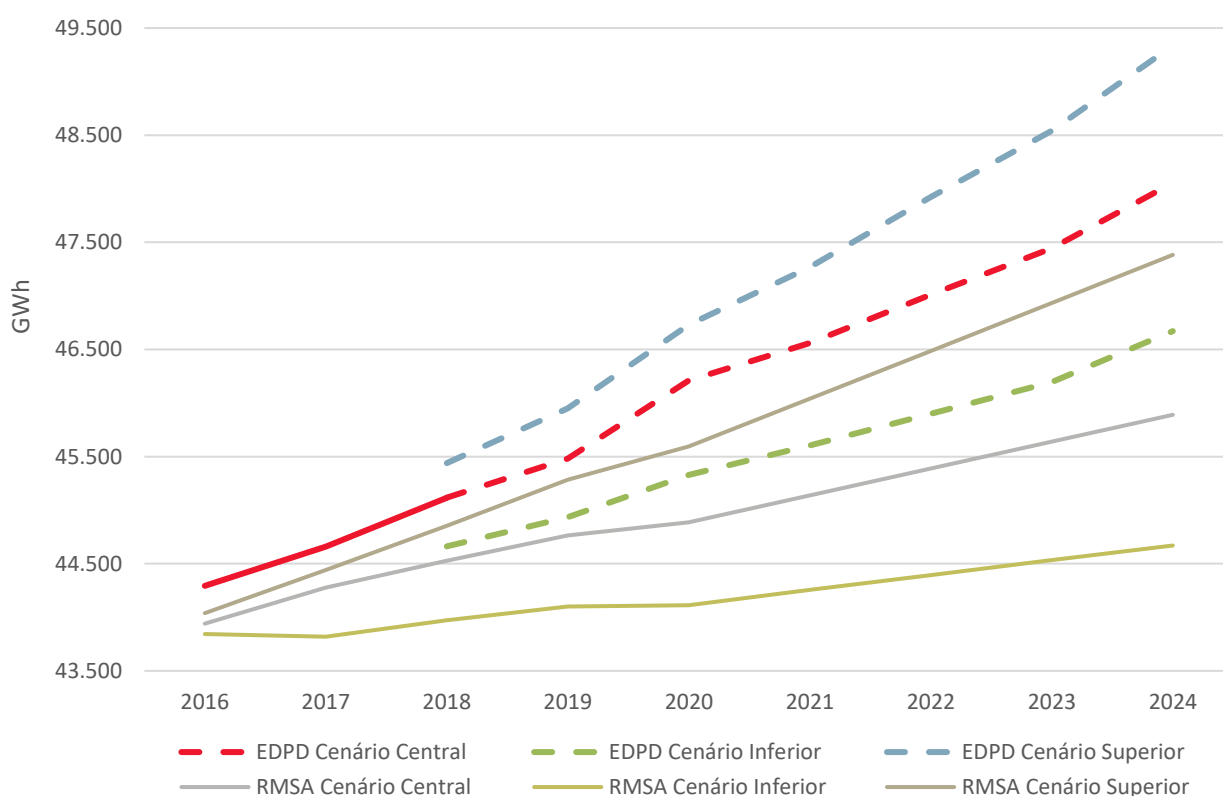


Figura 2: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA

<sup>3</sup> Ministério das Finanças | Banco de Portugal | Comissão europeia | OCDE | FMI

Tabela 1: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA

Consumo (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
EDP Cenário Inferior			44.662	44.935	45.328	45.604	45.900	46.194	46.671
EDP Cenário Central <sup>(1)</sup>	44.599*	44.753*	45.116	45.482	46.211	46.560	47.012	47.443	48.054
EDP Cenário Superior			45.440	45.952	46.730	47.268	47.923	48.542	49.336
RMSA Cenário Inferior	43.853	43.882	44.070	44.234	44.297	44.474	44.651	44.826	45.001
RMSA Cenário Central <sup>(2)</sup>	43.941	44.291	44.567	44.830	44.993	45.270	45.547	45.826	46.104
RMSA Cenário Superior	44.029	44.439	44.862	45.298	45.631	46.081	46.535	46.993	47.453

\*Os valores do cenário central EDP Distribuição para 2016 e 2017 são valores reais, não considerando correções de impactos de temperatura e calendário.

De forma a estabelecer dados de consumo final comparáveis entre si, considerou-se:

<sup>(1)</sup> Consumo Final EDP = Energia Entrada na RND - Perdas na RND

<sup>(2)</sup> Consumo Final RMSA = Consumo Total na Emissão com VE - Perdas de transporte e distribuição (não se considera o autoconsumo)

Analisando os resultados verifica-se que as previsões de consumo assumidas no RMSA são menos otimistas que as previstas no estudo da EDP Distribuição, o que é explicado em certa medida pelos cenários macroeconómicos considerados. Também tem influência nesta diferença os anos iniciais de consumo, que no caso do estudo da EDP Distribuição tem como base consumos reais de 2016 e 2017, superiores aos valores estimados nos pressupostos do RMSA-E 2016.

Assim, apesar do RMSA-2016 apresentar taxas de crescimento inferiores, no PDIRD-E 2018 foram adotadas as projeções de consumo do estudo da EDP Distribuição tendo em conta que o estudo da EDP Distribuição utiliza dados mais recentes, quer das previsões da atividade económica quer do consumo verificado. Dos três cenários da EDP Distribuição, o cenário de consumo adotado é o cenário central. A TMCA correspondente, no período 2019-2023, é de +1,1%.

Entretanto, como os projetos de investimento a definir para a RND têm desenvolvimento e impactos locais, os pressupostos base que suportam a tomada de decisão estão ancorados nas previsões de pontas e consumos locais.

## CARACTERIZAÇÃO ATUAL E EVOLUÇÃO RECENTE DA RND

A concretização dos planos realizados, no passado recente, tem conduzido a níveis de desempenho da rede que permitem ambicionar alcançar níveis de qualidade de serviço técnico próximo da média dos melhores países europeus.

A estratégia agora seguida está fortemente orientada para a segurança de abastecimento, para a redução de assimetrias, para a redução dos custos operacionais e para a criação de condições de desenvolvimento de rede que permitam facilitar aos utilizadores da rede acesso a novos serviços, sem que isso implique um agravamento da tarifa.

O estabelecimento de novas subestações AT/MT, justificadas para satisfazer os consumos, permitiu melhorar a eficiência da rede e os níveis de qualidade de serviço aos clientes. Também a identificação dos clientes pior servidos permitiu desenhar soluções mais localizadas e reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnica.

O aumento da automação distribuída na rede contribuiu para os bons resultados obtidos, em que o telecomando da rede MT teve um papel determinante para a melhoria da qualidade de serviço, por via do isolamento mais rápido dos troços de rede em avaria e pela diminuição do tempo e número de clientes interrompidos.

Estudos realizados por entidades externas (INESC e IST) confirmam que as perdas técnicas AT e MT se encontram em níveis adequados. Assim, e uma vez que os projetos incluídos neste Plano associados a outros objetivos (como a segurança de abastecimento ou a qualidade de serviço técnica), com impacto também nas perdas, asseguram a manutenção das perdas técnicas em níveis adequados no final do período deste PDIRD-E, dos projetos específicos associados à redução de perdas, apenas serão realizados os projetos de investimento com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade.

A EDP Distribuição desenvolveu para o PDIRD-E anterior, com o Instituto Politécnico de Leiria (IPL), um estudo de fiabilidade da rede AT/MT que confirma valores médios elevados de disponibilidade ao nível dos barramentos das subestações AT/MT, sem grandes assimetrias entre as diversas regiões. As subestações em antena com valores mais baixos de disponibilidade estão identificadas e o risco está mitigado com ações planeadas para atuação em caso de indisponibilidade. De referir que a EDP Distribuição tem, para todas as subestações AT /MT, um plano de contingência para cada tipo de indisponibilidade da subestação (total, TP ou barramento MT). Os planos de contingência determinam o tipo de ações a desenvolver para repor o serviço, que poderá envolver a utilização de unidades móveis de reserva.

A identificação dos ativos de rede com níveis de disponibilidade mais baixos, para substituição ou reabilitação, tem permitido uma atuação proativa com impacto na melhoria da qualidade de serviço e nos custos operacionais.

Decorrente das estratégias seguidas foi possível obter uma evolução sustentada da melhoria da qualidade de serviço técnica, conforme se pode observar nas figuras seguintes.

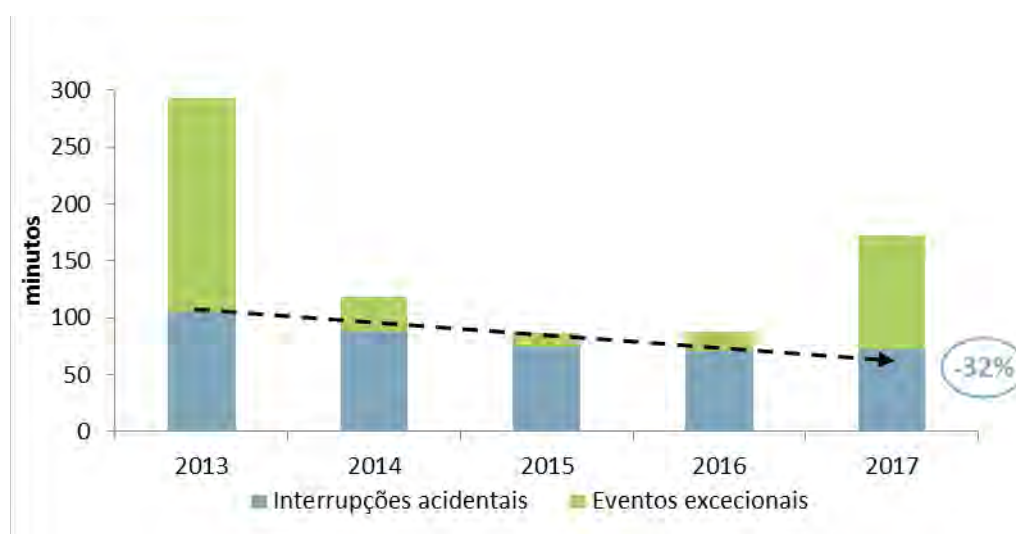


Figura 3: Evolução do indicador SAIDI MT, 2013-2017

Nota: s valores de 2017 são ainda provisórios.



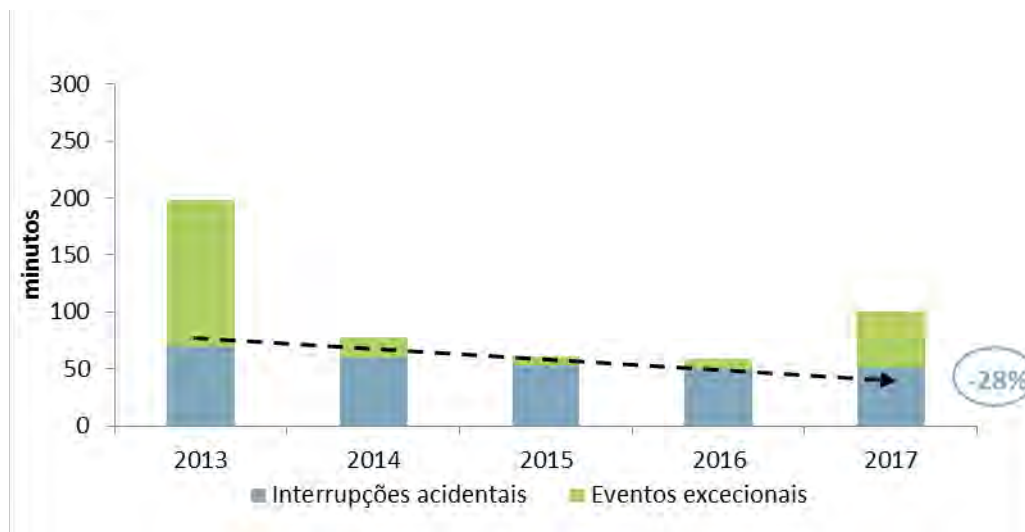


Figura 4: Evolução do indicador TIEPI MT, 2013-2017

Nota: os valores de 2017 são ainda provisórios.

Por outro lado, o desenvolvimento da rede tem permitido integrar de forma harmoniosa cargas e produção, assegurando os níveis de imunidade adequados para a ligação de cerca de 4.316 MVA (4.266 MW) de PRE na RND, mantendo ainda uma capacidade elevada para ligação de novos produtores.

## OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

O PDIRD-E 2018 estabelece o plano de investimentos que assegura as funções principais do operador da RND, desenvolvendo a rede AT e MT, assegurando a qualidade do serviço prestado e garantindo a satisfação das necessidades dos utilizadores da rede.

O PDIRD-E identifica e quantifica 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 as boas práticas ambientais.

O conjunto das necessidades identificadas no âmbito das atividades do planeamento das redes, orientadas pelos princípios e objetivos a atingir, suportam o desenvolvimento da rede. O acompanhamento da evolução prevista dos consumos e potências de ponta das instalações é determinante para se intervir atempadamente. Por outro lado, o desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica, nomeadamente pela redução das assimetrias entre regiões, é fundamental para determinar as zonas da rede a intervir. O nível de perdas de energia na RND é um parâmetro a acompanhar de perto, tendo sido considerados para tal todos os projetos com valia económica positiva considerando apenas os benefícios em perdas. A redução dos custos operacionais do sistema, seja pela maior automatização do processo operacional seja pela via da recuperação de ativos, tal como a criação de condições de rede que permita 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.

As necessidades identificadas estão estruturadas em 5 (cinco) vetores estratégicos de investimento, agregando os contributos de programas ou conjuntos de projetos de investimento, que suportam a concretização dos objetivos definidos para o horizonte 2019-2023.

Os 5 vetores estratégicos de investimento considerados são:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional
- Acesso a Novos Serviços

Considerando os cinco vetores estratégicos de investimento e respetivos objetivos, foram analisados três cenários de investimento para o PDIRD-E (cenário 1 – de menor investimento; cenário 2 – intermédio; cenário 3 – de maior investimento), que se resumem da seguinte forma:

Tabela 2: Investimento e Objetivos/Riscos dos Cenários do PDIRD-E 2018

	Investimento Específico a Custos Primários 2019-2023	Investimento Não Específico a Custos Primários 2019-2023	Encargos Totais 2019-2023	Investimento Total a Custos Totais 2019-2023	Comp. Financeiras 2019-2023	CAPEX Total a Custos Totais 2019-2023	Objetivos/Riscos
<b>Cenário 1</b>	397,4	55,6	241,0	694,1	77,7	616,4	- Degradação da QS global esperada (6min. NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as piores zonas mas admitindo degradação nas melhores
<b>Cenário 2</b>	446,8	55,6	242,0	744,5	77,7	666,8	- Degradação da QS global esperada (3,5min. NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhores
<b>Cenário 3</b>	524,4	55,6	243,5	823,5	77,7	745,9	- Manutenção da QS global esperada nos níveis atuais (NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e com menor risco de degradação das melhores (do que no cenário 2)

Nota: Investimento em M€

Os cenários de investimento analisados diferenciam-se fundamentalmente pelos objetivos previstos para a qualidade de serviço técnica, caracterizados pelo valor esperado do indicador SAIDI MT para o nível de confiança de 50% e pelo maior ou menor risco de degradação das zonas melhor servidas.

Dos três cenários de investimento analisados, é proposta a adoção do cenário 2 (intermédio), por ser o que melhor garante a eficiência dos investimentos que dão resposta aos seguintes objetivos:

- Garantir que, mesmo para cenários mais pessimistas de crescimento do consumo, não se verifique um contributo para o agravamento da tarifa (conforme detalhado mais a frente neste sumário executivo).
- Prosseguir com o plano de redução de assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhor servidas.
- Manter a qualidade de serviço global dentro da zona de incentivos à melhoria da qualidade de serviço.

com um nível de risco global considerado tolerável.

## VETORES DE INVESTIMENTO

Os vetores estratégicos de investimento enquanto agregadores de recursos, consideram a contribuição dos vários programas de investimento (específico). Os programas integram projetos que contribuem para o mesmo objetivo.

Em seguida caracterizam-se, genericamente, os programas e projetos que mais contribuem para a concretização dos objetivos definidos para os 5 vetores estratégicos de investimento no PDIRD-E 2018.

- **SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO**

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, assegura-se a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.

Com o objetivo de assegurar a robustez da tomada de decisão, os projetos de investimento estudados foram sujeitos a análises de sensibilidade aos três cenários de evolução da procura considerados (Cenário Inferior, Cenário Central e Cenário Superior), concluindo-se que os projetos que integram o PDIRD-E para realização nos anos 2019-2021 são oportunos, qualquer que seja o cenário escolhido.

A projeção prevista para a evolução de consumos no período deste Plano considera taxas de crescimento global (valor médio anual de 1,1% no cenário central entre 2019 e 2023) e, conseqüentemente, um crescimento reduzido do investimento neste vetor, continuando a ser efetuado o investimento estritamente necessário para garantir os padrões de segurança para planeamento. Com este objetivo foram efetuadas análises de risco para 3 alternativas de investimento em segurança de abastecimento, estimando-se para qualquer delas os valores de potência não garantida, em regime N e em regime N-1, num cenário mais exigente de evolução da procura, de baixa probabilidade (inferior a 10%). Na alternativa de investimento proposta prevê-se que, com a execução dos projetos previstos neste Plano, não ocorra potência não garantida em regime normal de exploração (regime N), estimando-se um valor de 83 MW de potência não garantida em regime de exploração N-1, no final do período.

Considerando as assimetrias de evolução de consumos ao longo de Portugal Continental (alguns locais com taxas de crescimento muito superiores à média nacional) existe a necessidade de se manterem alguns projetos de segurança de abastecimento, garantindo sempre a racionalidade económica das decisões.

O investimento previsto nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o vetor Segurança de Abastecimento encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede, mantendo-se os mesmos objetivos para este vetor nos três cenários de investimento analisados.

A evolução do investimento no vetor Segurança de Abastecimento, realizado no período 2014-2017 e o previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.

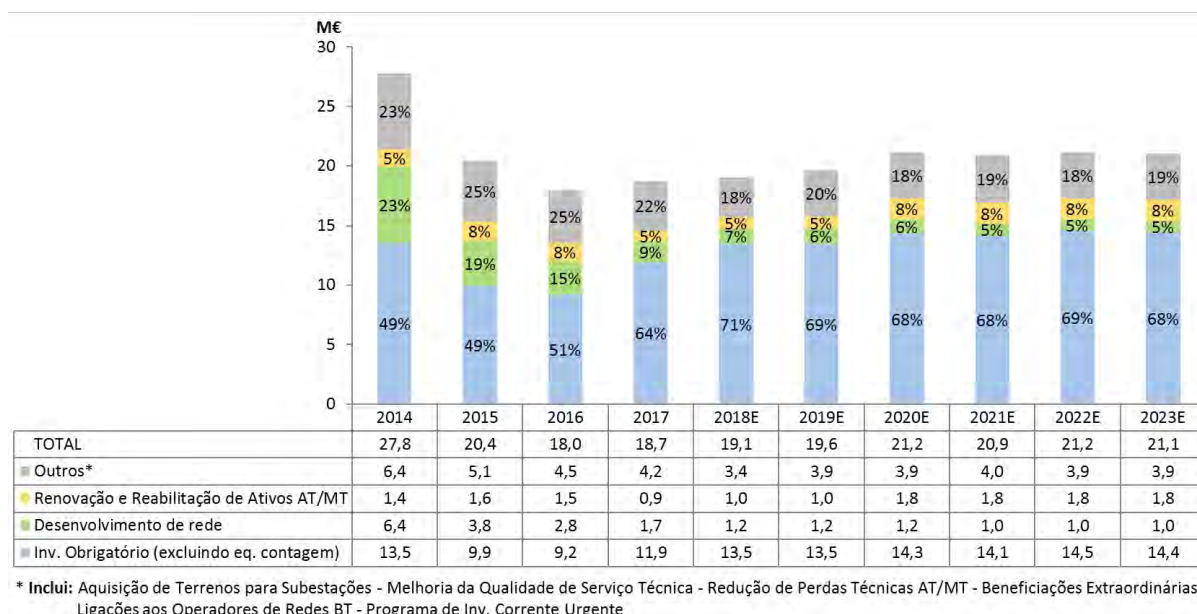


Figura 5: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)  
Nota: custos primários

A evolução do investimento neste vetor prevê uma redução do desenvolvimento de rede associado a novas subestações e linhas AT e MT e um crescimento do investimento obrigatório relacionado com a ligação de clientes resultante da recuperação económica que se espera.

Atendendo-se às recomendações obtidas em prévias edições de PDIRD-E, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi desenvolvido um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores, e cujo sumário executivo se apresenta em anexo.

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, os resultados apresentados neste estudo, e para os três cenários de evolução da procura, apontam que os níveis de investimento são inferiores aos custos que poderiam advir da não resolução de potência cortada em transformadores de potência AT/MT.

Assim, atendendo às conclusões obtidas no estudo, conciliadas com uma previsão de crescimento moderado de consumos para o período deste Plano, os valores de investimento considerados neste PDIRD-E 2018 para o vetor Segurança de Abastecimento encontram-se em valores quase mínimos, mantendo-se adequados às necessidades no vetor.

O objetivo deste vetor de investimento é garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares. Considerando a incerteza na previsão da procura, a revisão do PDIRD-E de dois em dois anos e, ainda, que o investimento obrigatório apenas será realizado perante o aparecimento dos pedidos de ligação ou de reforço de potência, o plano de investimento apresentado assegura a concretização deste objetivo com um nível de risco negligenciável.

## • QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

Neste Plano o investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica é orientado para a redução das assimetrias existentes entre regiões, melhorando as zonas de pior qualidade de serviço e procurando manter controlado o risco de degradação das melhores, atenuando-se desta forma as assimetrias existentes. No entanto prevê-se que a redução de assimetrias não seja suficiente para compensar a degradação da qualidade de serviço global esperada, estimando-se, com um grau de confiança de 50%, um SAIDI MT em 2024 de 81,1 minutos, para o cenário proposto.

Garante-se o cumprimento dos objetivos de QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS).

A RND está conceptualmente desenvolvida com uma componente aérea de cerca de 80% e uma componente subterrânea de cerca de 20%, o que por si só condiciona quer o desempenho da mesma em condições atmosféricas adversas quer a obtenção de níveis de qualidade de serviço acima de determinados patamares.

Face à incontornabilidade dos fenómenos atmosféricos extremos, por parte do ORD, quer em termos da dimensão quer da sua frequência, o estabelecimento de objetivos de QST não está definido de forma determinística, mas sim com base em bandas de incerteza, obtidas para o grau de confiança pretendido.

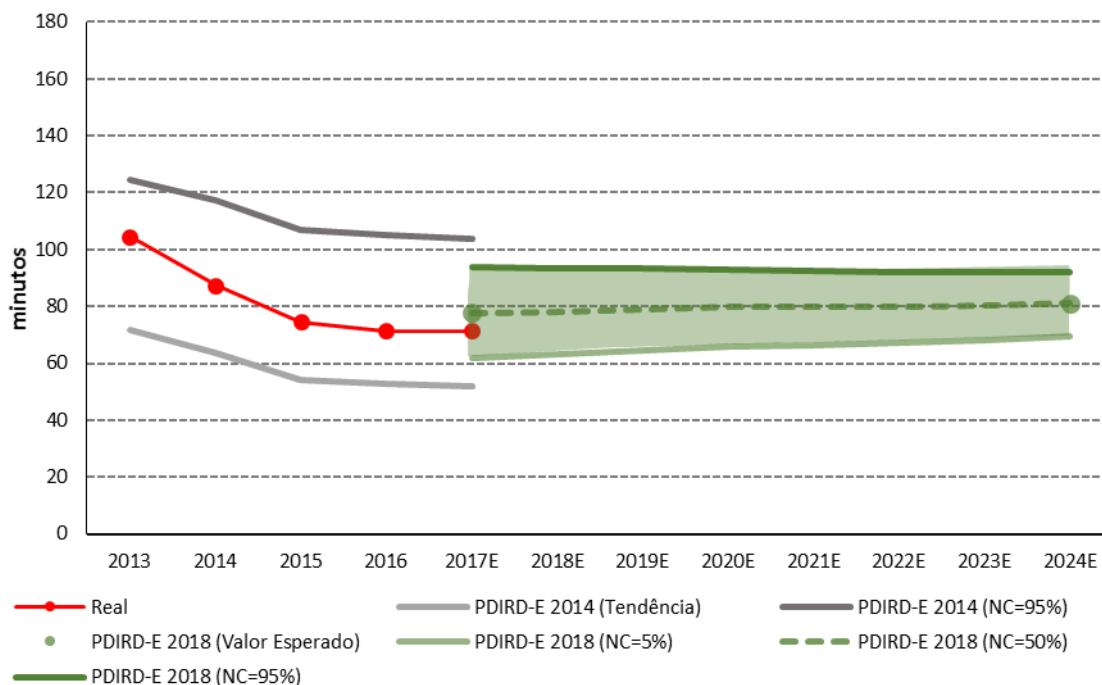
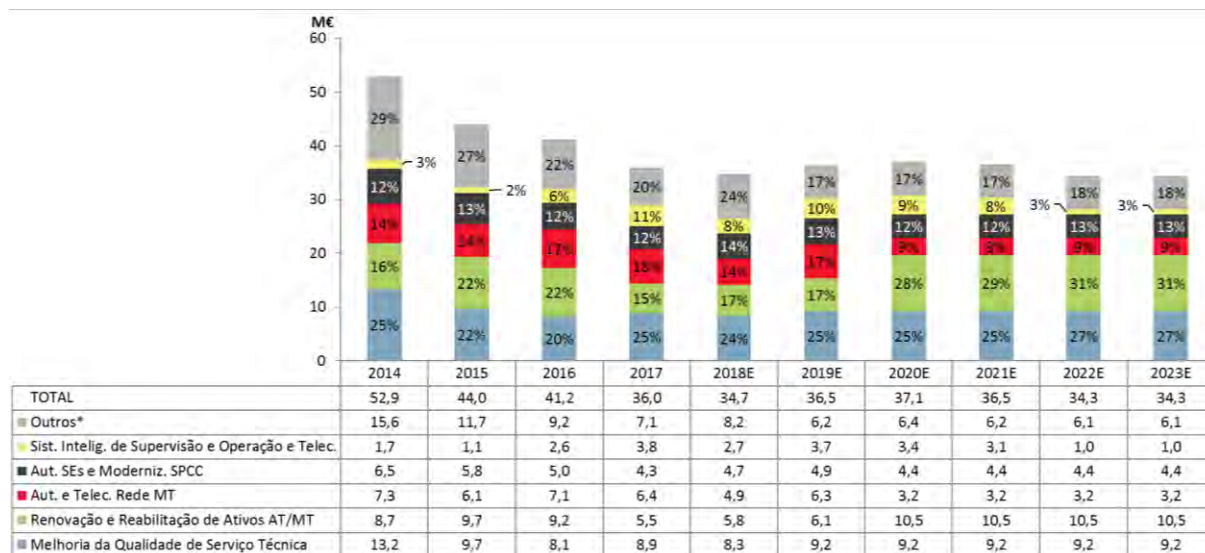


Figura 6: Evolução do indicador SAIDI MT em 2013-2017 e previsão 2017-2024 (cenário 2 - proposto)

Nota: os valores de 2017 são ainda provisórios.

Para o cenário proposto, estima-se para este vetor, um investimento médio anual nas redes AT/MT próximo do nível previsto na proposta final do PDIRD-E 2016.

A evolução do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, realizado no período 2014-2017 e previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.



\* Inclui: Inv. Obrigatório (excluindo eq. contagem) - Desenvolvimento de Rede - Aquisição de Terrenos para Subestações - Redução de Perdas Técnicas AT/MT - Investimento Inovador Beneficiações Extraordinárias - Abertura e Restabelecimento da RSFGC - Ligações aos Operadores de Redes BT - Programa de Inv. Corrente Urgente

Figura 7: Investimento no vetor Qualidade de Serviço, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

Nota: custos primários

Referem-se de seguida alguns investimentos relevantes na melhoria da qualidade de serviço e redução das assimetrias.

### **Garantia N-1 às Sedes de Concelho**

Verifica-se que há sedes de concelho em que o abastecimento não é totalmente garantido na falha de um dos elementos da rede (linha MT, linha AT, subestação). Nesta situação não está garantida a reserva N-1 da sua alimentação, existindo o risco de terem interrupções cuja duração será a necessária para a reparação da avaria, podendo durar muitas horas.

Nos PDIRD-E anteriores previu-se concluir até 2019 os projetos que garantem pelo menos a reserva N-1 para a falha de uma linha MT ou AT. Neste PDIRD-E 2018 dá-se continuidade à estratégia adotada nos PDIRD-E anteriores, adiando-se a previsão da sua conclusão para o ano de 2020.

### **Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa**

A rede MT da cidade de Lisboa é alimentada por 23 subestações 60/10 kV, construídas num esquema bloco linha-transformador. A alimentação 60kV destes blocos é efetuada a partir de postos de corte e seccionamento, designados injetores.

Na configuração atual, a indisponibilidade de um injetor, por ocorrência de um incidente grave (por exemplo, incêndio) provoca uma interrupção de serviço numa área considerável da cidade que, dependendo da sua duração, poderá assumir uma dimensão catastrófica

(podendo num caso extremo prolongar-se por várias horas ou até dias). Para limitar as consequências de tal ocorrência, de muito baixa probabilidade, mas de grande impacto, foram identificados os investimentos necessários na RND e que constituem o subprograma de reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa.

Os projetos identificados neste subprograma permitem assegurar a alimentação de cada subestação AT/MT, da cidade de Lisboa, por dois injetores diferentes.

Para implementação dos investimentos previstos neste âmbito foram definidas três fases:

- 1ª Fase: zona central e baixa da cidade de Lisboa (Avenida da Liberdade e zonas contíguas);
- 2ª Fase: zona ocidental da cidade de Lisboa (Belém, Alcântara, Cais do Sodré);
- 3ª Fase: zona oriental da cidade de Lisboa (Aeroporto, Olivais e Parque das Nações).

No PDIRD-E 2014, no âmbito do programa de investimento de Desenvolvimento de Rede, foram previstos um conjunto de pequenos projetos e um grande projeto designado por Cabo subterrâneo AT Alto S. João - Santa Marta, com o objetivo de diversificar a alimentação por dois injetores distintos a subestações AT/MT localizadas na zona central da cidade de Lisboa. No PDIRD-E 2016, com o objetivo de alargar a alimentação por dois injetores distintos a mais subestações AT/MT da cidade de Lisboa foi criado o presente subprograma e que integrou os investimentos anteriormente previstos no programa de Desenvolvimento de Rede, dado contribuir para o mesmo objetivo, e que constituem a 1ª Fase.

A seleção das zonas e priorização das fases de intervenção teve por base uma análise de risco do impacto de não alimentação prolongada em cada uma das zonas.

A realização da 1ª fase, considerada como mais crítica, já está concluída. A 2ª fase, com execução prevista no PDIRD-E 2016 e constituída pelo projeto “Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista”, prevê-se a sua conclusão no ano de 2019, e a 3ª fase, com um elevado investimento e de menor criticidade, está prevista no período abrangido neste PDIRD-E 2018.

### ***Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas***

As redes AT e MT que constituem a RND estão maioritariamente estabelecidas em rede aérea, o que as torna mais vulneráveis a fatores externos relacionados com o meio envolvente e condições atmosféricas.

Esta vulnerabilidade conduz a que determinadas redes aéreas que em condições atmosféricas normais apresentam um comportamento semelhante às outras redes, em condições atmosféricas extremas sofrem uma degradação muito mais acentuada no seu funcionamento.

Com o objetivo de avaliar o funcionamento destas redes em condições atmosféricas extremas, foram realizados dois estudos pela EDP Distribuição e em colaboração com instituições científicas, denominados por “Identificar Soluções Construtivas Alternativas” e “Estudo do impacto meteorológico sobre as infraestruturas elétricas de Portugal Continental”, que já foram referenciados e descritos em anterior PDIRD-E.

Como resultado destes estudos identificou-se um conjunto de medidas entre as quais a de gestão do coberto florestal adjacente às faixas de proteção regulamentares, do tipo “Buffer de Gestão de Risco”, para as redes existentes localizadas nas zonas identificadas como sendo de maior risco.

Com o objetivo de validar as medidas identificadas, e conforme previsto no PDIRD-E 2014 aprovado, a EDP Distribuição deu início ao projeto-piloto na zona do Louriçal.

Na sequência da experiência e dos resultados decorrentes da implementação do projeto-piloto foi estabelecido um plano para aumento da resiliência das linhas aéreas AT e MT, contemplando a extensão das ações implementadas a outras zonas de maior risco.

Com base nestes pressupostos foi elaborado um plano de ação, com periodicidade anual, para o horizonte temporal deste Plano, prevendo-se atuar em 43 concelhos. Nestes concelhos, considera-se o potencial de intervenção em cerca de 5.500 km nas redes de AT e MT, e estima-se intervir em cerca de 1.500 km.

O parecer da ERSE ao PDIRD-E 2016 versão de junho, para este subprograma, considerou prudente aguardar pela conclusão do projeto-piloto do Louriçal, e pela apresentação de um relatório sobre o mesmo de forma a aferir os reais benefícios do investimento e permitir concluir sobre a continuidade deste subprograma.

Em conformidade com o parecer referido, a EDP Distribuição elaborou o relatório recomendado (incluído em anexo) e sobre o qual sublinhamos os aspetos:

- A exequibilidade do projeto no terreno e para a qual contribuiu a elevada interação entre a EDPD e os diversos Stakeholders, nomeadamente autarquias, juntas de freguesia e proprietários. Refere-se que dos 108 proprietários identificados, até à data, 69% autorizaram intervenção nos terrenos, 21% estão em negociação, e apenas 10% não autorizaram a intervenção;
- A resolução da totalidade das questões técnicas associadas á definição, caracterização e localização das intervenções do *buffer* de gestão de risco;
- O aumento da resiliência da rede, tomando como amostra os incidentes e tempo de indisponibilidade registados numa linha (Torneira I), com traçado aéreo estabelecido na zona do Louriçal, em dezembro de 2011 na sequência do temporal Gong, comparado com o tempo de indisponibilidade registado na mesma linha, após intervenção parcial no âmbito deste projeto, em dezembro de 2017 na sequência do temporal Ana. Os resultados obtidos permitiram estimar uma redução muito significativa no tempo de indisponibilidade da linha.
- Os custos de execução do projeto estão alinhados com o orçamento.



Assim, e em alinhamento com o investimento previsto na proposta final do PDIRD-E 2016, prevê-se concluir o projeto-piloto do Lourçal em 2018. No presente PDIRD-E 2018, face aos resultados que se tem vindo a registar com o projeto-piloto, prevê-se o investimento necessário para dar continuidade a este subprograma a partir do ano de 2019.

### ***Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica***

Foram definidos objetivos por região, tendo por base os valores padrão de SAIDI MT, e estimadas as necessidades de investimento para redução das assimetrias. A identificação das saídas de MT que alimentam os pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica assume um caráter relevante para o desenvolvimento de planos de atuação que permitam melhorar a continuidade do seu fornecimento.

Para a sua identificação calculou-se um parâmetro obtido com a média do SAIDI MT nos pontos de entrega, registado nos anos 2014 a 2016.

Os estudos efetuados incidiram sobre 417 saídas de MT, o que representa cerca de 11% do número total de saídas da RND.

### ***Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT***

Com o abrandamento dos consumos nos anos recentes a contribuição para a renovação dos ativos por via do reforço e expansão da rede diminuiu significativamente. Por outro lado, a existência de um elevado número de ativos na rede estabelecidos aquando da eletrificação do país, nas décadas de setenta e oitenta, contribui de forma significativa para o envelhecimento médio da rede atual.

Tendo esta preocupação presente, bem como o potencial impacto na qualidade de serviço, reforçou-se o programa de investimento específico para a renovação e reabilitação de ativos, ao mesmo tempo que se continua a efetuar a substituição genérica de alguns ativos no âmbito de outros programas de investimento que englobam uma intervenção mais ou menos alargada em elementos constitutivos da rede. A identificação e seleção dos ativos a renovar/reabilitar é efetuada com base no conhecimento do seu desempenho e da criticidade associada à sua falha.

As necessidades globais de investimento em renovação e reabilitação de ativos foram avaliadas num estudo para diferentes tipos de ativos, que suporta e fundamenta os valores indicados para a RND.

Para alguns tipos de ativos, como linhas AT e transformadores AT/MT, cuja monitorização é mais cuidada, aceita-se um ligeiro aumento da sua idade média sem comprometer a qualidade de serviço e sem incrementar o risco para um nível não tolerável. A prioridade na reabilitação deve ser em componentes associados a subestações AT/MT e postos de seccionamento, nomeadamente sistemas de alimentação, pelo grande impacto que a sua falha tem na qualidade de serviço. O esforço de renovação de disjuntores incide particularmente sobre os disjuntores a óleo.

Embora no presente PDIRD-E o valor global de investimento em renovação e reabilitação de ativos do cenário 2 seja um pouco inferior às necessidades de investimento avaliadas no estudo, tendo em conta o esforço de monitorização a ser efetuado sobre os elementos mais críticos da rede, considera-se que o risco é mitigado.

### ***Programa Automação e Telecomando da Rede MT***

Procurando ir de encontro à melhoria dos indicadores de continuidade de serviço SAIDI MT e MAIFI MT, foi realizado um estudo para o PDIRD-E 2016 para apurar os critérios de instalação de telecomando na rede de média tensão e que apresentem racionalidade técnico-económica.

Estão incluídos neste programa os órgãos de corte automatizados e telecomandados e a motorização e telecomando de PT justificados no âmbito de projetos de investimento associados a outros programas.

A crescente preocupação com a continuidade do fornecimento de energia, nomeadamente com as interrupções de curta duração e a forma como estas podem afetar os clientes mais sensíveis, levou a EDP Distribuição a introduzir um novo equipamento para o telecomando de redes aéreas, denominado OCR3.

A utilização do OCR3 antecipa ganhos significativos na redução do MAIFI MT (interrupções de curta duração).

Com o aumento do parque instalado de pontos telecomandados, além dos benefícios estimados com a redução da END e melhoria dos indicadores de continuidade de serviço (SAIDI MT e MAIFI MT), é expectável que se assista ainda a uma diminuição dos custos operacionais associados às deslocações ao terreno para abertura e fecho de órgãos de corte e seccionamento.

Assim, a presente proposta de PDIRD-E 2018, prevê dar continuidade à estratégia de telecomando do PDIRD-E anterior.

### ***Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo***

O programa de Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo visa melhorar a QST através da diminuição do número e duração dos incidentes, resultante da melhoria do funcionamento dos automatismos e proteções afetos às instalações da RND.

Este programa tem duas componentes. A primeira associada à substituição de ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A segunda visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas existentes, consistindo na realização de atualização e modernização de *hardware* e *software* dos SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT.

### ***Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações***

O programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações assegura a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação aumentando a sua resiliência, nomeadamente ao nível da disponibilidade, da operacionalidade e da eficácia.

Este programa promove a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede, garantindo-se a sua disponibilidade e resiliência em situação crítica ou de regime perturbado. Neste âmbito destaca-se o projeto de telecomunicações, demonstrando a importância que esta infraestrutura tem para o funcionamento da rede de distribuição de energia elétrica. Por outro lado, o desenvolvimento de sistemas inteligentes de supervisão e operação são fundamentais para permitir uma melhoria sustentada da qualidade de serviço técnica, face aos novos desafios.

Destaca-se, ainda, que as questões de segurança cibernética ganham cada vez mais relevância na rede constituída pelos sistemas referidos. Realça-se o papel essencial que as redes de telecomunicações apresentam na qualidade de serviço, nomeadamente quanto ao suporte ao elevado número de pontos telecomandados existentes na rede MT, à crescente integração dos sistemas inteligentes na gestão da rede, às operações remotas e à coordenação mais eficiente das equipas no terreno.

Com os investimentos previstos neste Plano para o cenário de investimento recomendado e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Qualidade de Serviço Técnica, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a qualidade de serviço é tolerável.

- **EFICIÊNCIA DA REDE**

No âmbito do vetor Eficiência da Rede, pretende-se melhorar os níveis de perdas na RND.

O Regulamento Tarifário estabelece um mecanismo de incentivo à redução das perdas globais nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento dos operadores das redes. Este mecanismo permite aos operadores de rede serem remunerados adicionalmente pelo seu desempenho, caso consigam reduzir as perdas nas redes abaixo de um valor de referência, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

No PDIRD-E 2014 foi apresentado um estudo realizado em colaboração com o IST que demonstrava que as perdas técnicas nas redes AT e MT se encontravam em níveis considerados adequados.

Para o PDIRD-E 2016 foi desenvolvido um novo estudo com o INESC-ID o qual, para além de confirmar que as perdas técnicas na RND se mantinham em níveis adequados, avaliou o impacto da produção distribuída nas perdas. O estudo permitiu concluir que a PRE tem efeitos muito diversos em função do nível de tensão em que se verifica o seu incremento. Assim, quando a injeção se verifica na rede de BT, existe um ganho na rede AT e MT. Quando

a injeção se verifica na rede MT, podemos considerar que os ganhos para o sistema são desprezáveis, enquanto que se a injeção se verificar na rede AT, existe degradação nas perdas globais do sistema. Estes efeitos têm um valor mais ou menos expressivo em função do nível de injeção na rede.

Para esta proposta de PDIRD-E 2018 foi elaborado um estudo pelo INESC TEC (incluído em anexo) que permitiu obter projeções para os indicadores adotados para o vetor eficiência da rede, para o período deste Plano, e para os níveis de tensão AT/MT.

Na figura seguinte apresenta-se a evolução expectável das perdas técnicas AT/MT, para o período indicado, face ao investimento em eficiência na rede realizado e previsto no cenário proposto de investimento.

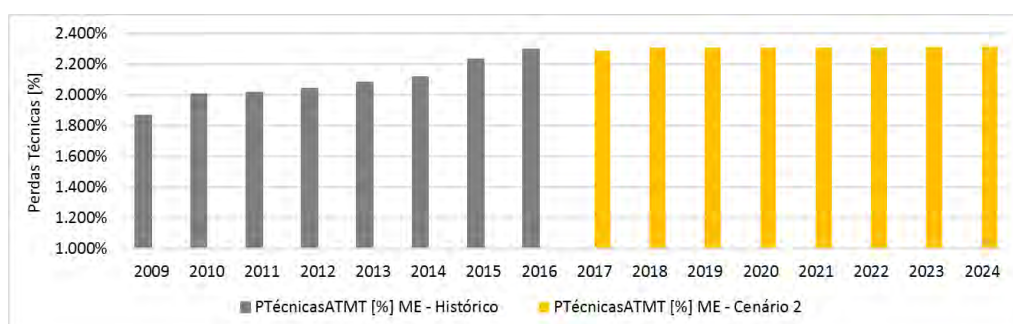


Figura 8: Impacto do investimento nas Perdas Técnicas da RND – cenário 2 (proposto)

Com os investimentos previstos neste Plano para este vetor, as perdas técnicas na RND deverão manter-se em níveis que se consideram adequados, compensando o efeito penalizador do aumento da procura e do aumento da produção distribuída.

No âmbito do mesmo estudo, foram também monetizados os benefícios dos investimentos no vetor eficiência da rede, de modo a evidenciar a sua racionalidade.

Concluiu-se que, neste vetor, os benefícios obtidos ao longo do horizonte temporal de análise (30 anos) ultrapassam largamente os investimentos realizados no período do PDIRD-E 2018. Deste modo, e por prudência, os valores de investimento considerados neste Plano encontram-se nos valores quase mínimos de investimento, mantendo-se adequados às necessidades no vetor.

A EDP Distribuição continuará a acompanhar ativamente a evolução das perdas técnicas na RND, avaliando a oportunidade de investimento em projetos com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade. Para tal, dará continuidade ao desenvolvimento de modelos para melhor estimativa das perdas na rede.

A evolução do investimento no vetor Eficiência da Rede, realizado no período 2014-2017 e o previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.

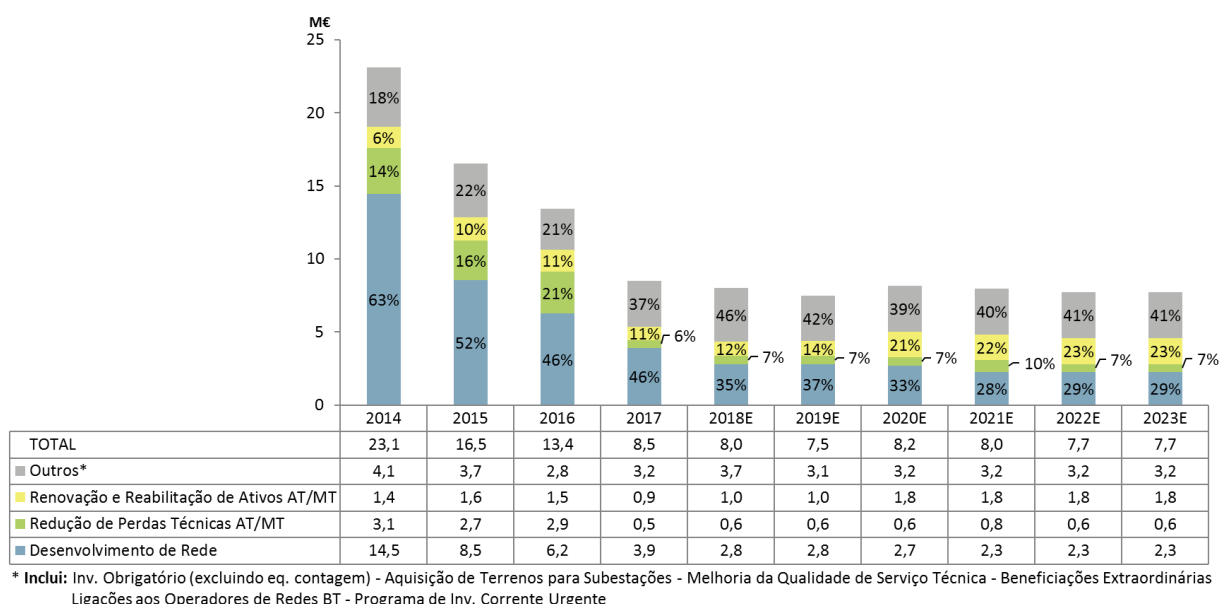


Figura 9: Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

Nota: custos primários

O investimento previsto nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o vetor Eficiência da Rede encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede.

Com os investimentos previstos neste Plano para o cenário de investimento recomendado e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência da Rede, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para as perdas técnicas é tolerável.

### • EFICIÊNCIA OPERACIONAL

No âmbito do vetor Eficiência Operacional, pretende-se priorizar investimentos que potenciem a redução de custos operacionais.

O aumento de ativos na RND, as comunicações e a evolução tecnológica criam desafios de operação, tornando necessário adaptar a gestão da rede por forma a obter maior eficiência.

A cota cada vez mais significativa da PRE, o aumento da utilização de veículos elétricos, a capacidade de armazenamento, a tentativa de harmonizar o diagrama de cargas, entre outros fatores, irá exigir um maior nível de monitorização da rede. Essa monitorização é possível através da criação de uma rede inteligente que permita integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

No presente Plano dá-se continuidade ao esforço de melhoria da eficiência operacional, através da implementação de novas soluções e melhoria das existentes.

A evolução do investimento no vetor Eficiência Operacional, realizado no período 2014-2017 e previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.

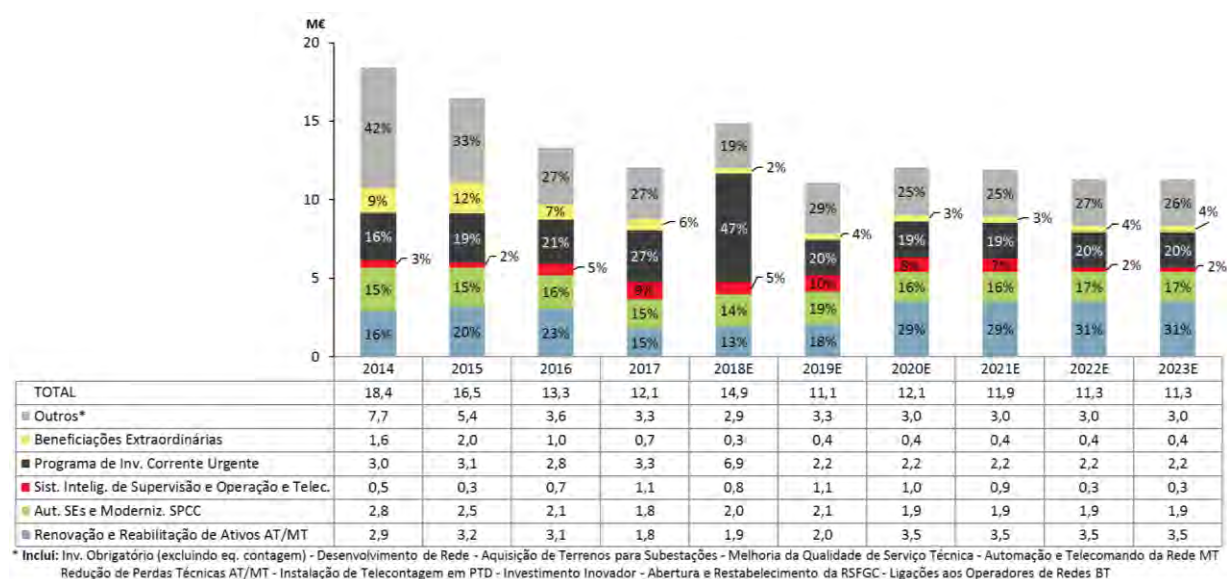


Figura 10: Investimento no vetor Eficiência Operacional, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

Nota: custos primários

Realça-se o contributo do programa de Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo que, ao contribuir para a automação e a modernização dos sistemas em subestações, diminui os custos operacionais.

Programas como a Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, Beneficiações Extraordinárias e Investimento Corrente Urgente têm um impacto muito significativo por via da substituição ou beneficiação dos elementos de rede permitindo diminuir os custos de operação e contribuindo para a melhoria da eficiência operacional.

Destaca-se, também, o contributo do programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações, nomeadamente no que se refere a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia.

Mantém-se em desenvolvimento, com o INESC TEC, o estudo da metodologia de quantificação dos benefícios associados ao vetor de investimento Eficiência Operacional. Está prevista a entrega do estudo antes da apresentação do próximo PDIRD-E 2020, com a respetiva inclusão dos resultados nesse Plano.

Com os investimentos previstos neste Plano para o cenário de investimento recomendado e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência Operacional, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a eficiência operacional é baixo.

## • ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

No âmbito do vetor Acesso a Novos Serviços, pretende-se melhorar a capacidade de resposta do ORD, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o

acesso a novos serviços de rede, facilitando a participação de forma ativa no desenvolvimento da RND.

A transição para as Redes Inteligentes (*smart grids*) passa por um acréscimo significativo nos níveis de monitorização, de automação e controlo, que permitem integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND. Muitos destes investimentos não se traduzem em benefícios a curto prazo, nomeadamente nos custos de operação. A evolução do investimento no vetor Acesso a Novos Serviços, realizado no período 2014-2017 e previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura seguinte.



Figura 11: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

Nota: custos primários

Os investimentos na RND com contributo para este vetor estão associados aos programas Investimento Inovador e Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

O investimento inovador inclui projetos em três áreas de atuação que se consideram prioritárias de forma a dotar a rede de maior inteligência:

- Componentes avançados: atua ao nível da integração de novos componentes, com características tecnológicas avançadas, que permitam melhorar o desempenho e eficiência da rede existente;
- Monitorização e sensorização da rede: visa aumentar a capacidade de monitorização e a obtenção de mais informação atualizada sobre a rede;
- Inteligência e gestão ativa e integrada da rede: permite melhorar a gestão da rede que, atualmente, obriga à integração e tratamento de uma grande quantidade de dados operacionais que permitem posteriormente ou em tempo real tomar decisões mais rigorosas sobre o estado da rede.

Mantém-se em desenvolvimento, com o INESC TEC, o estudo da metodologia de quantificação dos benefícios associados ao vetor de investimento Acesso a Novos Serviços.

Está prevista a entrega do estudo antes da apresentação do próximo PDIRD-E 2020, com a respetiva inclusão dos resultados nesse Plano.

Com os investimentos previstos neste Plano para o cenário de investimento recomendado e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Acesso a Novos Serviços, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor é tolerável.

## **ANÁLISE DOS BENEFÍCIOS**

O presente PDIRD-E está desenvolvido com base nos objetivos definidos para os 5 vetores estratégicos de investimento (Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços) e por isso os benefícios globais do presente Plano resultam da seleção dos projetos e programas que o integram e que satisfazem os objetivos definidos para os 5 vetores referidos.

Os benefícios estimados para o vetor Qualidade de Serviço Técnica resultam, para além dos projetos motivados pela melhoria da qualidade de serviço, de outros que, motivados por outros vetores estratégicos, têm um impacto considerável na melhoria da Qualidade de Serviço.

Globalmente, os benefícios associados aos projetos de investimento, previstos no cenário proposto (cenário 2), com impacto na qualidade de serviço, representam no fim do período 2019-2023, ganhos anuais de 1,40 GWh de energia não distribuída (apenas relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria).

Verifica-se que o esforço e benefícios resultantes dos investimentos propostos neste Plano não compensam a degradação natural da qualidade de serviço, existindo por isso o risco de degradação do indicador de SAIDI MT no período final (2024).

Os benefícios estimados para o vetor Eficiência de Rede resultam de alguns projetos que são muito interessantes em ganhos em perdas, mas também de projetos motivados por outros vetores estratégicos, nomeadamente melhoria da Qualidade de Serviço, que têm um impacto considerável na eficiência da rede. Assim, os benefícios associados aos projetos de investimento com impacto na eficiência da rede representam no fim do período 2019-2023, ganhos anuais em energia de perdas na rede AT e MT de 71,4GWh.

Os investimentos previstos neste Plano para melhoria da eficiência da rede asseguram a compensação do aumento de perdas resultantes do aumento da procura e do aumento da produção de energia distribuída, permitindo manter o nível de perdas técnicas na RND, num valor considerado ajustado.

## **ANÁLISE DE RISCO**

Para avaliar o risco associado a este plano de investimentos foi efetuada uma análise que, para além de avaliar os riscos associados ao não cumprimento dos objetivos globais do



Plano, avalia ainda o risco associado ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos vetores de investimento.

A análise de risco foi realizada tendo em conta a norma ISO 31000, a qual apresenta os princípios a ter em conta na gestão de risco.

Esta análise permitiu concluir que, atendendo aos riscos identificados e ao respetivo tratamento, o nível de risco de não cumprimento dos objetivos do PDIRD é tolerável. O vetor de investimento com maior incerteza associada é o de Qualidade de Serviço Técnica, cujo desempenho depende de fontes de risco que não são controláveis. No entanto, o risco residual associado a este vetor é tolerável.

A análise de risco efetuada pressupõe a aprovação e execução do presente plano de investimento.

## **PLANO DE INVESTIMENTO**

- **INVESTIMENTO ESPECÍFICO**

Os desenvolvimentos do planeamento de rede, orientados pela estratégia e objetivos definidos pela empresa, concretizam-se no conjunto de desenvolvimentos técnicos e financeiros vertidos para o PDIRD-E 2018.

O Investimento Específico a realizar nas redes de distribuição engloba as naturezas Investimento Obrigatório e Investimento de Iniciativa da Empresa.

Para fazer face a crescimentos localizados de consumo e adequar os níveis de utilização das instalações mais carregadas, com melhoria da eficiência da rede, é necessária a criação de novas infraestruturas ou o aumento de capacidade das existentes.

Neste âmbito incluem-se os aumentos de capacidade existente, através do aumento de secção dos cabos, construção de novas subestações, o aumento de potência ou a construção de novas infraestruturas, assim como a reconstrução de instalações que se encontram desadaptadas face às exigências técnicas atuais.

Adicionalmente, a melhoria da qualidade de serviço é determinante para a definição dos investimentos necessários na rede, considerando o aumento da resiliência das redes, a redução das assimetrias e a qualidade da onda de tensão.

Acresce, também, o envelhecimento natural dos equipamentos e instalações como fator a considerar na elaboração dos planos de investimento, que deverão incluir as necessidades de renovação dos ativos que, tendo sofrido o natural desgaste causado pelo passar dos anos, já não satisfazem as especificações para que foram concebidos.

Os projetos são previamente sujeitos a uma análise técnico-económica avaliando, por um lado, o comportamento da rede resultante das solicitações previsíveis no futuro, quer em termos de perdas quer em termos de qualidade de serviço e, por outro, a necessidade de

recursos financeiros envolvidos. Complementarmente, é efetuada uma análise de risco e sensibilidade à evolução da procura.

Prevê-se, nesta proposta de PDIRD-E 2018, um nível de investimento da ordem da média dos últimos 3 anos, com um ligeiro decréscimo, o que se traduz em valores de CAPEX médios anuais de 74,9M€ em 2019-2020 e 73,1M€ em 2021-2023 (figura seguinte).

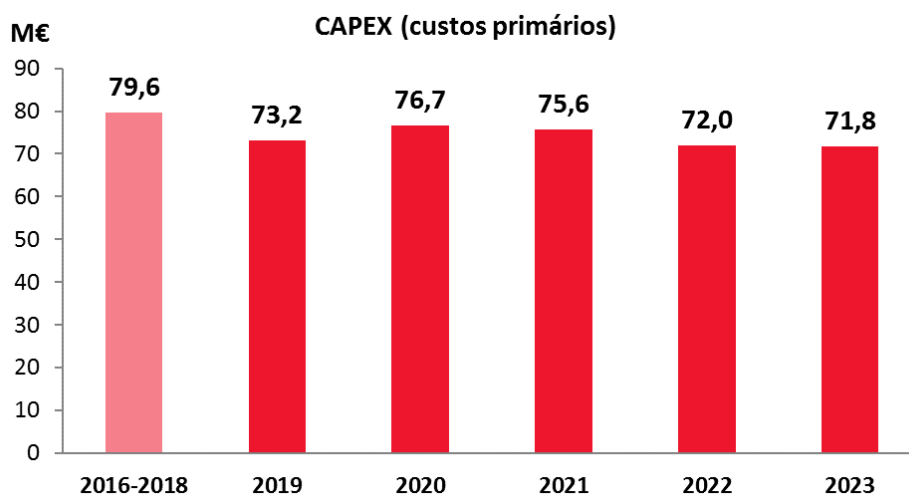


Figura 12: Evolução do investimento médio na RND no período 2016-2018 e previsão do investimento anual a realizar no período 2019-2023 (cenário 2 - proposto)

Por outro lado, o peso do investimento específico na energia distribuída traduz-se na passagem para valores de médios anuais de 1,6M€/TWh em 2019-2020 e, o mesmo valor, em 2021-2023 (figura seguinte).

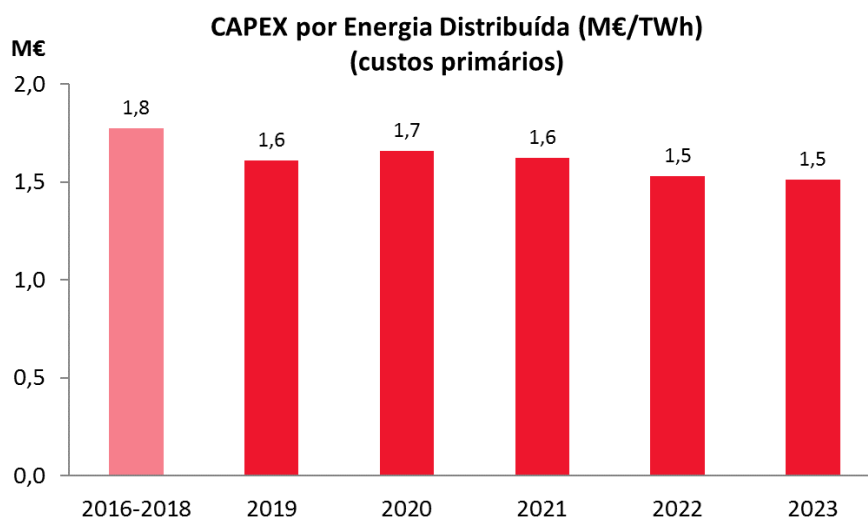


Figura 13: Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2016-2018 e previsão do investimento anual por TWh a realizar no período 2019-2023 (cenário 2 - proposto)

Analisando o investimento previsto por vetor de investimento, no cenário proposto comparativamente aos três anos anterior, verifica-se uma redução no vetor Qualidade de Serviço Técnica no período 2019-2023. Tal deverá refletir-se numa degradação da qualidade

de serviço global esperada (incremento de 3,5min. no indicador global SAIDI MT para um NC=50%), mantendo os objetivos de redução de assimetrias por zona, melhorando as zonas pior servidas mas com risco de degradação nas melhores, e aumento da resiliência da rede. Prevê-se, também, a manutenção da qualidade de serviço técnica dentro da zona de incentivos.

Apesar da redução prevista do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, manteve-se a preocupação de garantir um investimento em renovação e reabilitação de ativos considerado adequado para as necessidades identificadas neste âmbito, por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço a médio/longo prazo.

Por outro lado, o crescimento esperado dos consumos e das cargas conduziu a um incremento do investimento previsto no vetor Segurança de Abastecimento, mais acentuado no período 2021-2023. Neste vetor o investimento proposto encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede.

O vetor Eficiência da Rede apresenta uma redução do investimento relativamente aos anos anteriores, justificada pelo facto de as perdas técnicas na RND se encontrarem atualmente em níveis adequados, não se justificando, por isso, investimentos adicionais para redução de perdas. Neste vetor o investimento proposto encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede.

No caso do vetor Eficiência Operacional, prevê-se níveis de investimento estáveis ao longo do período deste PDIRD-E, contribuindo para a diminuição dos custos operacionais. O valor médio mais elevado no período anterior (2016-2018) é influenciado pela verba prevista para o robustecimento das redes afetadas por ocorrências relacionadas com os incêndios florestais de 2017.

O vetor Acesso a Novos Serviços mantém um valor sensivelmente constante ao longo do período analisado, sendo essencialmente influenciado pelo Investimento Inovador. Com o investimento neste vetor, procura-se obter benefícios na disponibilização de informação e facilitar o aparecimento de novos serviços para o mercado e para os consumidores, tendo em vista o desenvolvimento de uma rede cada vez mais *smart*.

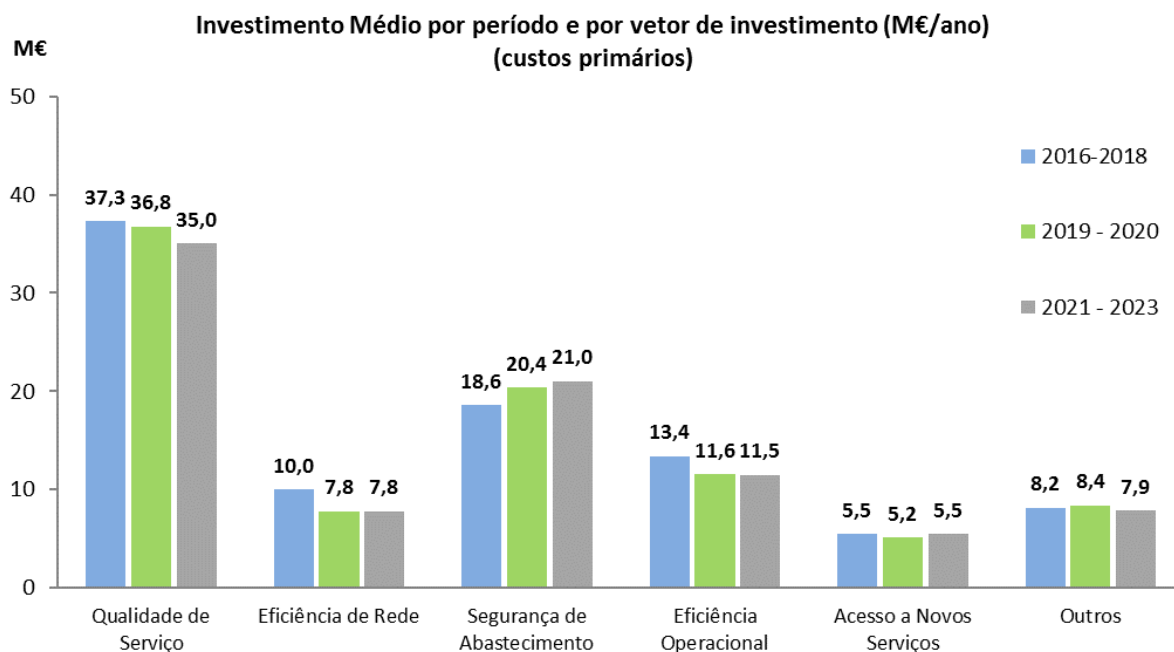


Figura 14: Investimento médio por período e por vetor de investimento (cenário 2 - proposto)

Existem outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nos 5 vetores de investimento definidos, sendo incluídos na rubrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Investimento Obrigatório – só equipamentos de contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente).

Considera-se, desta forma, que o investimento específico nas redes de distribuição, previsto nesta proposta de PDIRD-E 2018, dá uma resposta adequada:

- Às necessidades em segurança de abastecimento de acordo com a evolução da procura prevista;
- À evolução da qualidade de serviço técnica e à redução de assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhor servidas;
- À manutenção da qualidade de serviço técnica dentro da zona de incentivos;
- Às necessidades de renovação dos ativos da rede por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço;
- À manutenção das perdas na rede em níveis adequados;
- À melhoria da eficiência na operação da RND;
- Ao desenvolvimento de condições que permitam facilitar aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços, procurando o desenvolvimento de uma rede mais inteligente;

e com um nível de risco global considerado tolerável.

- **INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO**

O investimento não específico aqui referido deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

Este investimento é composto essencialmente por sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos.

A EDP Distribuição está a fazer um caminho semelhante aos restantes ORD (todos estão a investir significativamente em SI), a digitalização da economia, a alteração de paradigma tecnológico (automação, *Big Data*, gestão de ativos, etc..) tornam os investimentos em novos sistemas indispensáveis para dar cumprimento (com qualidade e eficiência) às exigências regulatórias e às expectativas dos agentes de mercado.

Os valores considerados para a rede de AT e MT contemplados neste Plano para 2019-2023, distribuem-se anualmente da seguinte forma (M€):

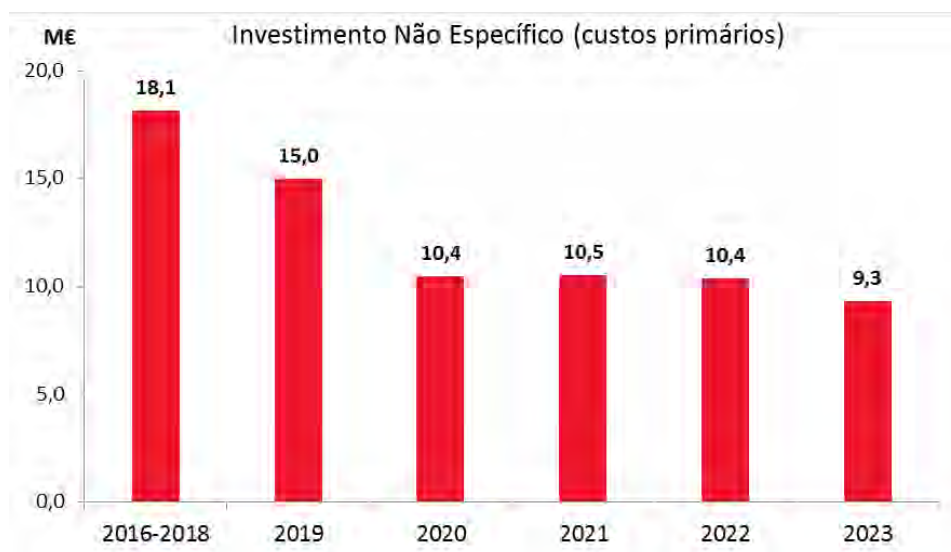


Figura 15: Investimento não específico (custos primários)

Os valores médios anuais considerados no período anterior (2016-2018) correspondem a 18,1M€, estimando-se uma redução dos valores médios anuais para cerca de 11,1M€ no presente Plano 2019-2023.

O forte investimento não específico no período 2016-2018 deve-se ao maior esforço de investimento em sistemas informáticos. Decorre da dinâmica do setor elétrico, em toda a Europa, a necessidade dos ORD se adaptarem à nova realidade, fazendo uma transição gradual para as redes inteligentes o que implica um forte investimento em sistemas. Após esse período com a implementação de projetos, como os suprarreferidos no ponto de sistemas informáticos, prevê-se uma redução deste tipo de investimento.

## • ENCARGOS

Na EDP Distribuição, os Encargos de Investimento Capitalizáveis assumem três naturezas:

- I. Encargos capitalizáveis diretos: encargos resultantes de atividades que contribuem diretamente para a realização física da obra;
- II. Encargos capitalizáveis transversais: encargos relativos às atividades transversais, que não concorrem no imediato para a realização física da obra;
- III. Encargos financeiros: despesas incorridas com juros no financiamento de obras em curso.

Estão considerados no PDIRD-E 2018 os seguintes encargos (M€):

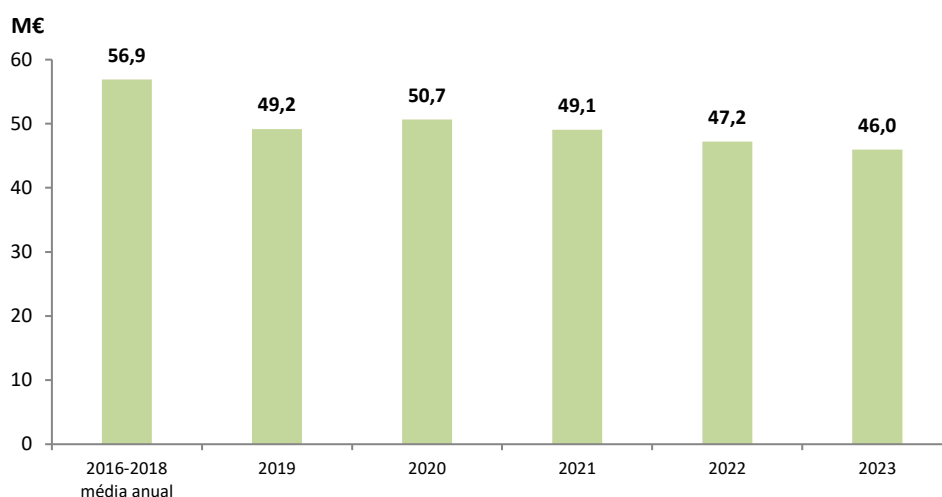


Figura 16: Evolução dos encargos (M€)

Os valores médios anuais considerados no período anterior (2016-2018) correspondem a 56,9 M€, estimando-se para o final do período do PDIRD-E uma redução superior a 10M€, face ao período anterior (2016-2018).

## • INVESTIMENTO TOTAL

Considerando o investimento específico e o investimento não específico a custos primários, adicionados dos encargos diretos, encargos transversais e encargos financeiros, resulta o investimento total do Plano a custos totais.

Para o Plano 2019-2023, integrando a rede de AT e MT, apresentam-se na tabela seguinte os valores totais de investimento para o cenário proposto para este PDIRD-E 2018:

Tabela 3: Investimento Total a custos totais (M€) – cenário 2 (proposto)

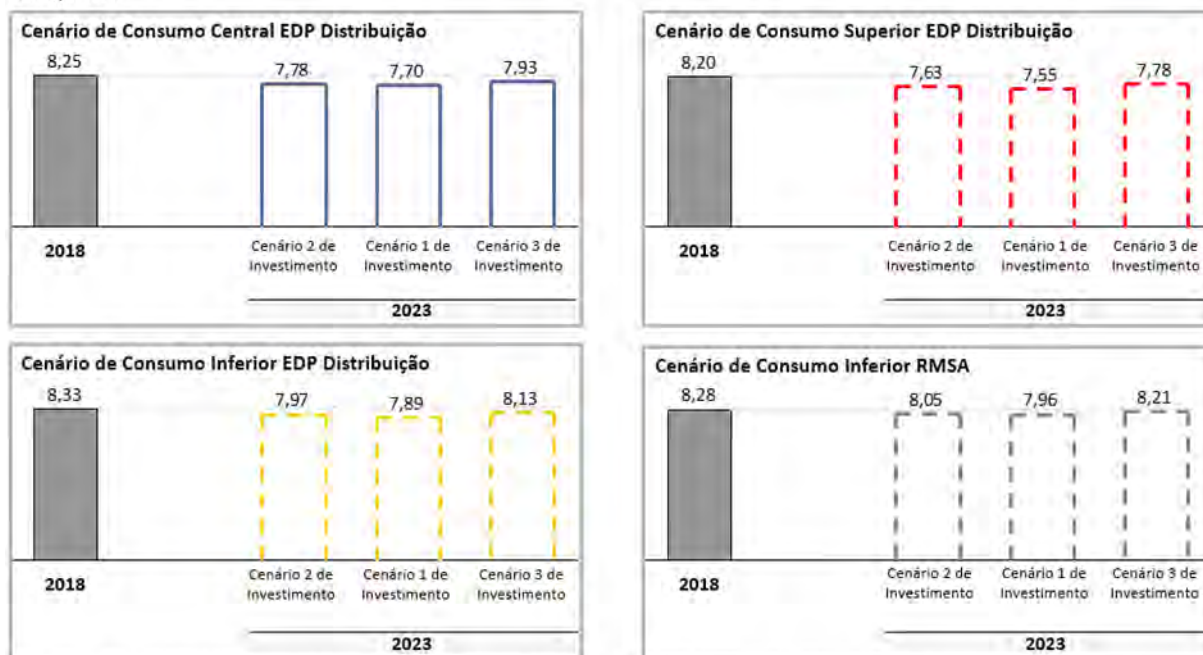
Valores em milhões de euros	Média Anual	PDIRD 2019-23					Total
	2016-2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
<b>Investimento Custos Primários</b>	<b>111,1</b>	<b>103,2</b>	<b>102,6</b>	<b>101,4</b>	<b>98,2</b>	<b>97,0</b>	<b>502,5</b>
Investimento Específico	93,0	88,2	92,1	90,9	87,9	87,7	446,8
Investimento Não Específico	18,1	15,0	10,4	10,5	10,4	9,3	55,6
<b>Encargos Diretos</b>	<b>46,3</b>	<b>40,9</b>	<b>42,2</b>	<b>40,9</b>	<b>39,3</b>	<b>38,3</b>	<b>201,5</b>
Investimento Específico	42,0	36,7	39,6	38,3	36,8	36,1	187,5
Investimento Não Específico	4,3	4,1	2,6	2,6	2,5	2,2	14,0
<b>Encargos Transversais</b>	<b>6,7</b>	<b>5,9</b>	<b>6,1</b>	<b>5,9</b>	<b>5,7</b>	<b>5,5</b>	<b>29,0</b>
Investimento Específico	6,0	5,3	5,7	5,5	5,3	5,2	27,0
Investimento Não Específico	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	0,3	2,0
<b>Encargos Financeiros</b>	<b>3,9</b>	<b>2,4</b>	<b>2,4</b>	<b>2,3</b>	<b>2,2</b>	<b>2,1</b>	<b>11,5</b>
Investimento Específico	3,4	2,0	2,1	2,0	1,9	1,9	10,0
Investimento Não Específico	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	1,4
<b>Investimento Custos Totais</b>	<b>168,0</b>	<b>152,4</b>	<b>153,2</b>	<b>150,5</b>	<b>145,4</b>	<b>143,0</b>	<b>744,5</b>
Investimento Específico	144,4	132,2	139,5	136,8	131,9	130,9	671,4
Investimento Não Específico	23,6	20,2	13,7	13,7	13,5	12,1	73,1

## IMPACTO NA TARIFA

A variação dos cenários de investimento e dos cenários de consumo tem impacto no proveito permitido unitário durante o período do PDIRD-E 2018. Assim, e para o horizonte deste Plano 2019-2023, foi realizada uma análise de sensibilidade às variações dos cenários de investimento e consumos, de forma a perceber se o Plano apresentado poderá conduzir ao agravamento da tarifa no final do período do Plano. Os resultados são apresentados na figura seguinte.

### Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2023 para os diferentes cenários\*

Euros/MWh



\* Exclui-se: impacto dos PEF, dos Ganhos e Perdas Atuariais, devolução do ACT e apoios BT e considera RoR e kms de rede de 2018.

Figura 17: Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2023 para os diferentes cenários

Em resultado da análise de sensibilidade efetuada, verifica-se que para qualquer cenário de investimento e para todos os cenários de evolução da procura considerados no período 2019-2023 (incluindo o cenário de consumo inferior do RMSA<sup>4</sup>), o proveito unitário da atividade de DEE em AT/MT, previsto para 2023, é inferior ao do ano de referência 2018.

Conclui-se que o presente plano de investimentos, no cenário proposto, assegura a concretização dos objetivos definidos, com um nível de risco tolerável, contribuindo para o desagravamento da tarifa e assegurando a eficiência do investimento.

---

<sup>4</sup> Para efeitos de comparação com os cenários da EDP Distribuição, foram assumidos pressupostos ao nível do cenário do RMSA. Este cenário foi ajustado ao valor real de 2017.



# PDIRD-E 2018 (2019-2023)

## versão julho

Página em branco

# ÍNDICE

---

<b>1. ENQUADRAMENTO E ÂMBITO DO PDIRD .....</b>	<b>21</b>
1.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO .....	21
1.2 ÂMBITO E CONTEÚDO.....	23
1.2.1 Âmbito .....	23
1.2.2 Conteúdo .....	24
1.3 OBSERVAÇÃO DAS MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA.....	26
1.3.1 impacto na economia e emprego .....	27
1.4 ABREVIATURAS E DEFINIÇÕES.....	27
<b>2. PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO.....</b>	<b>35</b>
2.1 PRINCÍPIOS BÁSICOS .....	35
2.1.1 Exigências regulamentares .....	35
2.1.2 Restrições técnicas .....	35
2.1.3 Avaliação técnico-económica .....	38
2.1.3.1 Introdução.....	38
2.1.3.2 Cálculo Técnico das Perdas .....	39
2.1.3.3 Cálculo Técnico da Energia Não Distribuída (END) .....	39
2.2 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS.....	40
2.3 ANÁLISE DE RISCO .....	41
2.3.1 Análise de Risco de Projetos de Investimento.....	42
2.3.2 Avaliação do Risco Associado à Falha de Elementos da Rede.....	42
<b>3. CARACTERIZAÇÃO DA REDE PREVISTA EM 31.12.2018 .....</b>	<b>45</b>
3.1 ELEMENTOS CONSTITUINTES DA REDE E SUAS CARACTERÍSTICAS.....	45
3.2 SITUAÇÃO PREVISTA EM 31.12.2018 .....	46
3.2.1 Utilização da Rede AT .....	47
3.2.2 Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT .....	48
3.2.3 Caracterização das Saídas MT.....	48
3.2.4 Potências de Curto-Circuito .....	49
3.3 VERIFICAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO .....	49

3.3.1	Ligação de Clientes .....	49
3.3.2	Reserva N-1 .....	50
3.3.3	Variações de Tensão .....	50
<b>4.</b>	<b>ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DA RND .....</b>	<b>55</b>
4.1	INVESTIMENTO ESPECÍFICO .....	55
4.1.1	Vetores de Investimento .....	55
4.1.2	Segurança de Abastecimento .....	58
4.1.3	Qualidade de Serviço Técnica .....	64
4.1.3.1	Histórico de Evolução dos Indicadores Gerais de QST .....	65
4.1.3.2	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica da RND .....	68
4.1.4	Eficiência da Rede.....	84
4.1.5	Eficiência Operacional .....	87
4.1.6	Acesso a Novos Serviços .....	90
4.1.7	Outros Investimentos .....	92
4.1.8	Programas de Investimento.....	93
4.2	REDE INTELIGENTE .....	97
4.3	INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO.....	99
<b>5.</b>	<b>EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS E CARGAS.....</b>	<b>101</b>
5.1	PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE (EDP).....	101
5.2	COMPARAÇÃO COM AS PROJEÇÕES DO RMSA DO SEN .....	101
5.3	HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS .....	104
5.4	HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DAS CARGAS .....	107
5.5	PREVISÃO DE CONSUMOS E PONTAS.....	108
5.5.1	Cenário de Evolução dos Consumos .....	108
5.5.2	Cenário de Evolução das Pontas .....	109
5.5.3	Análise de Sensibilidade à Ponta de Subestações .....	109
5.5.4	Caracterização das Cargas nas Subestações de Distribuição .....	110
5.5.5	Focos de Desenvolvimento de Cargas.....	111
<b>6.</b>	<b>PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA .....</b>	<b>113</b>
6.1	PONTOS DE ENTREGA DA RNT .....	113

6.2	LINHAS AT E MT DE INTERLIGAÇÃO TRANSFRONTEIRIÇAS .....	114
6.3	PRODUÇÃO EMBEBIDA .....	115
6.3.1	Situação em 31 dezembro 2017 .....	115
6.3.2	Acompanhamento da evolução das expectativas de ligação de nova produção distribuída a nível local .....	117
<b>7.</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS A REALIZAR NO PERÍODO 2019-2023 .....</b>	<b>119</b>
7.1	INTRODUÇÃO .....	119
7.1.1	Ligação à RNT .....	120
7.1.2	Ligação de Instalações de Consumo e de Centros Eletroprodutores .....	121
7.1.3	Reforço Interno da RND.....	121
7.1.4	Manutenção e Melhoria da Qualidade de Serviço .....	122
7.1.5	Renovação e Reabilitação de Ativos.....	122
7.1.6	Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo	125
7.2	CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS PROJETOS .....	127
7.2.1	Zona 1 .....	127
7.2.1.1	Ligação de instalações consumidoras e de centros eletroprodutores.....	128
7.2.1.2	Reforço interno da RND.....	129
7.2.1.3	Manutenção e melhoria da qualidade de serviço.....	131
7.2.1.4	Renovação e reabilitação de ativos .....	132
7.2.1.5	Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo	139
7.2.2	Zona 2 .....	142
7.2.2.1	Ligação à RNT .....	142
7.2.2.2	Ligação de instalações consumidoras e de centros eletroprodutores.....	143
7.2.2.3	Reforço interno da RND.....	143
7.2.2.4	Manutenção e melhoria da qualidade de serviço.....	147
7.2.2.5	Renovação e reabilitação de ativos .....	150
7.2.2.6	Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo	155
7.2.3	Zona 3 .....	158
7.2.3.1	Ligação à RNT .....	158

7.2.3.2	Ligação de instalações consumidoras e de centros eletroprodutores.....	159
7.2.3.3	Reforço interno da RND.....	159
7.2.3.4	Manutenção e melhoria da qualidade de serviço.....	160
7.2.3.5	Renovação e reabilitação de ativos.....	161
7.2.3.6	Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo	166
7.3	OUTROS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS NA RND.....	167
7.3.1	Reserva de Transformadores AT/MT .....	167
7.3.2	Integração Paisagística de Redes Aéreas.....	168
7.3.3	Fixação anti-sísmica de TP .....	168
7.3.4	Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT.....	169
7.3.5	Projeto Localização de Defeitos .....	169
7.3.6	Projeto de Telecomunicações.....	170
7.3.6.1	Rede Core (fixa) .....	171
7.3.6.2	Rede Acesso (sem fios) .....	171
7.3.7	Modernização e Relocalização do Data Center .....	174
7.3.8	Evolução Aplicacional da plataforma de visualização e operação remota da RND	176
7.3.9	Renovação Tecnológica de hardware da plataforma de visualização e operação remota da RND.....	177
7.3.10	Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND....	177
7.3.11	Expansão da Rede de Fibra Óptica.....	178
7.3.12	Investimento Inovador .....	178
7.3.12.1	ADMS – Advanced Distribution Management Systems .....	180
7.3.13	Substituição de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua .....	182
7.3.14	Travessias de rede AT/MT sobre AE, IP e IC .....	183
7.3.15	Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito..	184
7.3.16	Substituição de rede subterrânea a 10kV nas AOLSB e AOLRS .....	184
7.4	IMPACTO E BENEFÍCIOS DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS.....	185
7.4.1	Impacto na Qualidade de Serviço .....	185
7.4.2	Impacto na Eficiência da Rede .....	187
7.4.3	Impacto na Eficiência Operacional.....	187
7.4.4	Impacto no Acesso a Novos Serviços .....	187

7.5	INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO .....	188
7.6	LISTA ORDENADA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E PROGRAMAÇÃO ANUAL .....	191
7.7	TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 .....	192
7.8	TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD E-2018 E PREVISTOS NO PDIRD-E 2016 .....	192
7.9	TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E NÃO PREVISTOS NO PDIRD-E 2016 .....	192
7.10	TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2016 E NÃO INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 .....	193
7.11	TABELA DOS INVESTIMENTOS NÃO ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2018 .....	193
<b>8.</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DA REDE PREVISTA EM 2018 E APÓS A CONCLUSÃO DO PLANO ..</b>	<b>195</b>
8.1	SITUAÇÃO PREVISTA DA RND EM 31.12.2020 E 31.12.2023 .....	195
8.1.1	Utilização da Rede AT .....	197
8.1.2	Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT .....	198
8.1.3	Caracterização da Rede MT .....	199
8.1.4	Potências de Curto-Circuito .....	200
8.2	VERIFICAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO .....	200
8.2.1	Ligação de Clientes .....	200
8.2.2	Reserva N-1 .....	200
8.2.3	Variações de Tensão .....	201
<b>9.</b>	<b>QUESTÕES SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA ATIVIDADE .....</b>	<b>203</b>
9.1	INTRODUÇÃO .....	203
9.2	COMPONENTE ESTRATÉGICA - AVALIAÇÃO DE OPÇÕES ESTRATÉGICAS .....	204
9.3	COMPONENTE OPERACIONAL - AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO ..	205
<b>10.</b>	<b>ANÁLISE DE RISCO AO PDIRD-E 2018 .....</b>	<b>209</b>
10.1	ANÁLISE DE RISCO DE NÃO CUMPRIR OS OBJECTIVOS DO PDIRD .....	209
10.1.1	Segurança de Abastecimento .....	210
10.1.2	Qualidade de Serviço Técnica .....	212

10.1.3	Eficiência da Rede.....	213
10.1.4	Eficiência Operacional .....	215
10.1.5	Acesso a Novos Serviços .....	216
10.1.6	Conclusão.....	217
10.2	ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS E PORTFÓLIOS DE INVESTIMENTO .....	219
10.2.1	Análise de Risco de Projetos de Investimento.....	219
10.2.2	Análise de Risco de Conjuntos de Projetos de Investimento .....	219
<b>11.</b>	<b>BALANÇO INTERCALAR DA EXECUÇÃO DE INVESTIMENTOS .....</b>	<b>221</b>
11.1	VETORES DE INVESTIMENTO.....	221
11.2	BALANÇO DO INVESTIMENTO GLOBAL ANUAL.....	221
11.2.1	Investimento nos vetores de estratégicos – ano 2015 .....	222
11.2.2	Investimento nos vetores de estratégicos – ano 2016 .....	223
11.2.3	Investimento nos vetores de estratégicos – ano 2017 .....	223
11.3	BALANÇO POR VETOR DE INVESTIMENTO .....	224
11.3.1	Segurança de Abastecimento .....	224
11.3.2	Qualidade de Serviço Técnica .....	225
11.3.3	Eficiência da Rede.....	226
11.3.4	Eficiência Operacional .....	228
11.3.5	Acesso a Novos Serviços .....	229
11.3.6	Outros Investimentos .....	229
<b>12.</b>	<b>PLANO DE INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA 2019-2023 .....</b>	<b>231</b>
12.1	INVESTIMENTO ESPECÍFICO .....	232
12.1.1	Investimento Obrigatório .....	233
12.1.2	Investimento de Iniciativa da Empresa .....	236
12.1.2.1	Descrição dos Programas de Investimento.....	237
12.1.2.2	Natureza do Investimento de Iniciativa da Empresa.....	244
12.1.2.3	Investimento em Rede Inteligente .....	247
12.2	INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO.....	248
12.3	PLANO DE INVESTIMENTO 2019-2023 .....	249
12.4	AValiação DO IMPACTO NA TARIFA.....	255



## **ANEXOS**

---

### **Anexo 1 – Rede de distribuição AT**

Anexo 1.A – Rede de distribuição AT 31.12.2018 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 1.B – Rede de distribuição AT 31.12.2020 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 1.C – Rede de distribuição AT 31.12.2023 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

### **Anexo 2 – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas**

Anexo 2.A – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas.  
31.12.2018 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 2.B – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas.  
31.12.2020 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

Anexo 2.C – Rede de distribuição AT. Grau de utilização das infraestruturas.  
31.12.2023 (Previsão) – Zona 1, Zona 2 e Zona 3

### **Anexo 3 – Caracterização das subestações AT/MT**

Anexo 3.A – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2018 (Previsão)

Anexo 3.B – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2020 (Previsão)

Anexo 3.C – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2023 (Previsão)

### **Anexo 4 – Caracterização da rede AT**

Anexo 4.A – Caracterização da rede AT 31.12.2018 (Previsão)

Anexo 4.B – Caracterização da rede AT 31.12.2020 (Previsão)

Anexo 4.C – Caracterização da rede AT 31.12.2023 (Previsão)

### **Anexo 5 – Caracterização da rede MT 31.12.2018 (Previsão)**

### **Anexo 6 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT**

Anexo 6.A – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT  
31.12.2018 (Previsão)

Anexo 6.B – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT  
31.12.2020 (Previsão)

Anexo 6.C – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT  
31.12.2023 (Previsão)

### **Anexo 7 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT**

Anexo 7.A – Reserva N-1 às Capitais de Distrito – indisponibilidade total do barramento MT 31.12.2018 (Previsão)

Anexo 7.B – Reserva N-1 às Capitais de Distrito – indisponibilidade total do barramento MT 31.12.2020 (Previsão)

Anexo 7.C – Reserva N-1 às Capitais de Distrito – indisponibilidade total do barramento MT 31.12.2023 (Previsão)

### **Anexo 8 – Fichas de caracterização dos principais investimentos**

## **Anexo 9 – Estudos de fundamentação – Sumários Executivos**

- Anexo 9.A – Fundamentação dos Valores de Investimento Necessários para a Renovação e Reabilitação de Ativos nas Redes de MT e AT para o PDIRD-E 2018
- Anexo 9.B – Estimação do impacto do investimento na segurança de abastecimento, na qualidade de serviço, na eficiência da rede, na eficiência operacional e no acesso a novos serviços
- Anexo 9.C – Acompanhamento da evolução das expectativas de ligação de nova produção distribuída a nível local
- Anexo 9.D – Balanço intercalar dos benefícios estimados decorrentes da implementação do Projeto Piloto do Louriçal
- Anexo 9.E – Predicting Transformer Health (PATH)
- Anexo 9.F – Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D
- Anexo 9.G – Rede Subterrânea a 10 kV das AOLSB e AOLRS

## **Anexo 10 – Previsão da Procura de Eletricidade 2018-2024**

### **Anexo 11 – Lista Ordenada dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e Programação Anual (por ordem de prioridade nos vetores de investimento)**

- Anexo 11.A – Lista Ordenada de Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e Programação Anual – Cenário 1
- Anexo 11.B – Lista Ordenada de Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e Programação Anual – Cenário 2
- Anexo 11.C – Lista Ordenada de Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e Programação Anual – Cenário 3

### **Anexo 12 – Tabela Resumo dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 (ordem alfabética)**

- Anexo 12.A – Tabela resumo de todos os investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018
  - Anexo 12.A.1 – Tabela resumo de todos os investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 – Cenário 1
  - Anexo 12.A.2 – Tabela resumo de todos os investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 – Cenário 2
  - Anexo 12.A.3 – Tabela resumo de todos os investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 – Cenário 3
- Anexo 12.B – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e previstos no PDIRD-E 2016
  - Anexo 12.B.1 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 1
  - Anexo 12.B.2 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 2
  - Anexo 12.B.3 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 3

Anexo 12.C – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e não previstos no PDIRD-E 2016

Anexo 12.C.1 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e não previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 1

Anexo 12.C.2 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e não previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 2

Anexo 12.C.3 – Tabela dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2018 e não previstos no PDIRD-E 2016 – Cenário 3

**Anexo 13 – Tabela Resumo dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2016 e não incluídos no PDIRD- E 2018**

Anexo 13.A – Tabela resumo dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2016 e não incluídos no PDIRD-E 2018

Anexo 13.B – Fichas dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2016 e não incluídos no PDIRD-E 2018

**Anexo 14 – Tabela Resumo dos Investimentos Não Específicos incluídos no PDIRD-E 2018 (ordem alfabética)**

**Anexo 15 – Melhorias e alterações introduzidas na presente proposta de PDIRD-E 2018, face ao PDIRD-E 2016 e às recomendações e comentários emitidos pela ERSE em sede de consulta pública ao PDIRD-E 2016**

**Anexo 16 – Lista dos projetos que dependem do operador da RNT para a sua concretização**

Página em branco

## ÍNDICE DE TABELAS

---

Tabela 2.1: Limites de Sobrecarga Admissível em Regime N-1 .....	37
Tabela 3.1: Situação das Redes de Distribuição em 31.12.2018 .....	46
Tabela 3.2: Utilização da Rede AT em 31.12.2018 .....	47
Tabela 3.3: Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT em 31.12.2018 .....	48
Tabela 3.4: Caracterização da Rede MT em 31.12.2018 .....	48
Tabela 3.5: Monitorização da QEE em subestações AT/MT, 2016-2017 .....	52
Tabela 3.6: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2016 .....	53
Tabela 3.7: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2017 .....	53
Tabela 3.8: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2016..	53
Tabela 3.9: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2017..	53
Tabela 4.1: Matriz de Contribuição dos Programas Investimento para os Vetores de Investimento .....	57
Tabela 4.2: Indicadores gerais de continuidade de serviço, 2013 a 2017 .....	66
Tabela 4.3: Indicadores gerais de continuidade de serviço por zona geográfica, 2013-2017 ..	68
Tabela 4.4: Matriz de influência dos drivers dos Projetos nos Programas de Investimento ...	96
Tabela 4.5: Programas e categorias no âmbito da rede inteligente (M€) .....	98
Tabela 4.6. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 2 (proposto).....	99
Tabela 5.1. Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA .....	103
Tabela 5.2. Previsão de Consumos Globais .....	108
Tabela 5.3: Previsão de Consumos (MAT+AT) .....	108
Tabela 5.4: Previsão de Consumos (MT+BTE+BTN+IP) .....	109
Tabela 7.1: Transformador de potência a adquirir .....	167
Tabela 7.2: Redução de END proporcionada pelos principais projetos (GWh) .....	186

Tabela 7.3: Resumo dos impactos na redução dos indicadores globais de qualidade de serviço .....	186
Tabela 7.4: Impacto no vetor qualidade técnica de serviço da rede, redução de END, dos investimentos (GWh).....	186
Tabela 7.5: Impacto no vetor eficiência da rede, redução de perdas AT e MT, dos investimentos (GWh).....	187
Tabela 7.6: Correspondência subprogramas PDIRD-E 2016 vs. PDIRD-E 2018 .....	189
Tabela 7.7: Investimento não específico AT/MT por rubricas (M€) .....	190
Tabela 8.1: Situação Prevista da RND em 31.12.2020 e 31.12.2023 .....	195
Tabela 8.2: Utilização da Rede AT prevista em 31.12.2020 .....	197
Tabela 8.3: Utilização da Rede AT prevista em 31.12.2023 .....	197
Tabela 8.4: Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT prevista em 31.12.2020 .....	198
Tabela 8.5: Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT prevista em 31.12.2023 .....	198
Tabela 8.6: Potência instalada e utilização nas subestações AT/MT por área geográfica .....	199
Tabela 9.1: Opções estratégicas – Descrição .....	204
Tabela 9.2: Fatores Críticos de Decisão (FCD) .....	205
Tabela 9.3: Critérios A.....	206
Tabela 9.4: Critérios B.....	206
Tabela 9.5: Resultados da Avaliação Ambiental Prévia dos Projetos de Investimento do PDIRD E-2018 .....	207
Tabela 10.1: Resultado da análise de risco realizada para cada vetor de investimento .....	218
Tabela 11.1 Evolução do consumo para os anos 2015, 2016 e 2017 previsto e real .....	225
Tabela 12.1 Investimento Específico Obrigatório previsto no período 2019-2023.....	235
Tabela 12.2 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2019-2023, por Programa de Investimento (Cenário 2 - proposto) .....	245
Tabela 12.3 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2019-2023, por Programa de Investimento (Cenário 1) .....	245

Tabela 12.4 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2019-2023, por Programa de Investimento (Cenário 3) .....	246
Tabela 12.5. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 2 (proposto).....	248
Tabela 12.6. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 1 .....	248
Tabela 12.7. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 3 .....	248
Tabela 12.8: Plano de Investimentos nas redes de distribuição para 2019-2023 (cenário 2 - proposto) .....	250
Tabela 12.9 Investimento Total a custos totais (M€) – cenário 2 (proposto) .....	254
Tabela 12.10 Investimento Total por natureza e nível de tensão a custos totais (M€) – cenário 2 (proposto) .....	255

Página em branco



## ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 4.1: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2014-2023 (cenário 2 - proposto) .....	64
Figura 4.2: Evolução do indicador SAIDI MT, 2013-2017 .....	67
Figura 4.3: Evolução do indicador TIEPI MT, 2013-2017 .....	67
Figura 4.4: Evolução do indicador SAIDI MT em 2013-2016 e previsão 2017-2024 (cenário 1) .....	70
Figura 4.5: Evolução do indicador SAIDI MT em 2013-2016 e previsão 2017-2024 (cenário 2) .....	71
Figura 4.6: Evolução do indicador SAIDI MT em 2013-2016 e previsão 2018-2024 (cenário 3) .....	72
Figura 4.7: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2014-2023 (cenário 2 - proposto) .....	83
Figura 4.8: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2014-2023 (cenário 1) .....	83
Figura 4.9: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2014-2023 (cenário 3) .....	84
Figura 4.10: Impacto do investimento nas Perdas Técnicas da RND – cenário 2 (proposto) ..	85
Figura 4.11: Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2014-2023 (cenário 2 - proposto) ....	87
Figura 4.12: Investimento no vetor Eficiência Operacional 2012-2021 (cenário 2 - proposto) .....	89
Figura 4.13: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2014-2023 (cenário 2 - proposto) .....	91
Figura 4.14: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2014-2023 (cenário 1) .....	91
Figura 4.15: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2014-2023 (cenário 3) .....	92
Figura 4.16: Investimento na rubrica “Outros” 2014-2023 (cenário 2 - proposto) .....	93
Figura 5.1: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%) .....	102
Figura 5.2: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA .....	103
Figura 5.3: Evolução da energia elétrica distribuída, 2014-2017 .....	104
Figura 5.4: Distribuição de consumos por nível de tensão, ano 2017 .....	105

Figura 5.5: Distribuição de consumos por setor, ano 2017 .....	105
Figura 5.6: Distribuição de classes de densidade de consumos MT+BT por concelho, ano 2017 .....	106
Figura 5.7: Evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição, 2014-2017 .....	107
Figura 5.8: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da EDP Distribuição, 2014-2017 .....	107
Figura 5.9: Evolução prevista para a ponta síncrona da EDP Distribuição, 2018-2024 .....	109
Figura 6.1: Evolução da PRE ligada na RND .....	115
Figura 6.2: Evolução da PRE ligada na RND com processos em curso e comprometida .....	117
Figura 7.1: Mapa do território nacional (Zonas 1, 2 e 3) .....	120
Figura 7.2: Idade média de classes de ativos da RND verificada em 2016 e previsão para 2023 para os três cenários de investimento analisados no estudo (anexo 9.A) .....	123
Figura 7.3: Rede de Acesso - Fase I: Implementação da rede privativa (LTE 450MHz) .....	173
Figura 8.1: Distribuição de subestações AT/MT por concelho, 2019-2023 .....	196
Figura 11.1: Investimento global anual (M€) .....	222
Figura 11.2: Investimento por vetor em 2015 (M€) .....	222
Figura 11.3: Investimento por vetor em 2016 (M€) .....	223
Figura 11.4: Investimento por vetor em 2017 (M€) .....	223
Figura 11.5: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento (M€) .....	224
Figura 11.6: Contribuição do Investimento obrigatório (excluindo eq. de contagem) para o vetor SA (M€) .....	224
Figura 11.7: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica – QST (M€) .....	225
Figura 11.8: Contribuição do investimento em Melhoria da QST para o vetor QST (M€) .....	226
Figura 11.9: Contribuição do investimento em Renovação e Reabilitação de Ativos para o vetor QST (M€) .....	226
Figura 11.10: Contribuição do investimento em Automação de SE para o vetor (M€) .....	226
Figura 11.11: Contribuição do investimento em Automação e telecomando para o vetor (M€) .....	226

Figura 11.12: Investimento no vetor Eficiência da Rede - ER (M€) .....	227
Figura 11.13: Contribuição do investimento em Desenvolvimento de Rede para o vetor ER (M€) .....	227
Figura 11.14: Contribuição do investimento Redução de Perdas AT/MT para o vetor ER (M€) .....	227
Figura 11.15: Investimento no vetor Eficiência Operacional - EO (M€).....	228
Figura 11.16: Contribuição do investimento em Telecontagem em PTD para o vetor EO (M€) .....	229
Figura 11.17: Contribuição do Investimento Inovador para o vetor EO (M€).....	229
Figura 11.18: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços - ANS (M€) .....	229
Figura 11.19: Investimento na rubrica “Outros” (M€) .....	230
Figura 11.20: Contribuição do Inv. Obrigatório (só eq. de contagem) para a rubrica “Outros” (M€) .....	230
Figura 12.1: Investimento Obrigatório (excluindo equipamento de contagem) realizado e previsto realizar pela EDP Distribuição na RND, 2016-2023 .....	234
Figura 12.2 Comparticipações financeiras e em espécie, 2016-2023 .....	235
Figura 12.3 Evolução do investimento médio na RND no período 2016-2018 e previsão do investimento anual a realizar no período 2019-2023 (cenário 2 - proposto) .....	250
Figura 12.4 Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2016-2018 e previsão do investimento anual por TWh a realizar no período 2019-2023 (cenário 2 - proposto) .....	251
Figura 12.5 Investimento médio por período e por vetor de investimento (cenário 2 - proposto) .....	252
Figura 12.6: Investimento não específico a custos primários (M€) .....	253
Figura 12.7 Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2023 para os diferentes cenários.....	256

Página em branco

# 1. ENQUADRAMENTO E ÂMBITO DO PDIRD

---

Neste capítulo apresenta-se o enquadramento legislativo, o âmbito e o conteúdo do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD).

## 1.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO

O planeamento da Rede Nacional de Distribuição em Alta e Média Tensão (RND) encontra-se consignado a diversos níveis na legislação do setor elétrico, de que se destaca:

- Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), com a redação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que visa assegurar a completa transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE do Parlamento e do Conselho, de 13 de julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 28 de agosto, e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro.

Releva deste diploma o reforço das regras de planeamento das redes de distribuição em consonância com os objetivos de segurança, regularidade e qualidade do abastecimento, tendo também em conta os objetivos comunitários de coordenação das redes à escala europeia, garantindo-se, igualmente, a segurança dos abastecimentos na União Europeia.

Assim, o artigo 35.º, n.º 2, alínea e), determina constituir dever da entidade concessionária da RND assegurar o planeamento, construção e gestão da rede, de forma a permitir o acesso de terceiros e gerir de forma eficiente as instalações.

O artigo 41.º estipula que os operadores das redes de distribuição devem elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes (PDIRD), tendo por base a caracterização técnica da rede e a oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados. O PDIRD deve estar coordenado com o planeamento da rede de transporte. O planeamento das redes de distribuição deve ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade. Acresce ainda que, de acordo com a alteração legislativa introduzida pela Lei n.º 42/2016, a aprovação do PDIRD é da responsabilidade do membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e do operador da RNT e submissão a consulta pública e discussão na Assembleia da República.

- Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, que desenvolve os princípios constantes do aludido Decreto-Lei n.º 29/2006, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, bem como com as alterações subsequentes introduzidas pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, pelo Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, pelo Decreto-Lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro, e pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro.

Refere o artigo 40.º que o PDIRD é um instrumento de planeamento da RND, a elaborar nos anos pares. No processo de elaboração do PDIRD, o operador da RND deve ter em consideração, nomeadamente, os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA) mais recente, a caracterização da RND, os padrões

de segurança para planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares, as solicitações de reforço de capacidade de entrega às redes de Baixa Tensão (BT) e as licenças de produção atribuídas, bem como ponderar outros pedidos de ligação à rede, nomeadamente de centros eletroprodutores.

No artigo 40.º-A é definido o procedimento detalhado de elaboração do PDIRD, determinando, designadamente, que o operador da RND deve apresentar a proposta do PDIRD à DGEG até ao final de abril de cada ano par.

O anexo IV estabelece as bases da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta Tensão e Média Tensão, referindo, na sua base XVII, que constitui obrigação da concessionária a conceção e a elaboração dos projetos relativos a remodelação e expansão da rede de distribuição de acordo com o estabelecido nos planos de desenvolvimento.

- Portaria 596/2010, de 30 de junho, que aprovou, constituindo o anexo II, o Regulamento da Rede de Distribuição (RRD).

O RRD estabelece as condições técnicas de exploração da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta e Média Tensão (RND) e das Redes de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão (RDBT) afetas à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), bem como as condições de relacionamento entre os operadores das redes e as entidades com instalações a elas ligadas.

No seu capítulo 11, define os critérios de planeamento e desenvolvimento da RND, referindo que o objetivo do planeamento é garantir que as redes satisfazem, em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, as necessidades das entidades com instalações a elas ligadas, ou que a elas se pretendam ligar, procurando o aumento de eficiência das redes com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança. Estipula os princípios gerais de planeamento, as restrições técnicas, os padrões de segurança para planeamento, os princípios de avaliação técnico-económica dos principais projetos e as questões ambientais.

- Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, com as alterações do 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.

A EDP Distribuição, devido à relevância deste tema e no seguimento de comentários recebidos a PDIRD-E anteriores, realizou uma Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) ao PDIRD-E 2018 cujo relatório ambiental será enviado em conjunto com esta proposta de PDIRD-E. No capítulo 9 é apresentado um resumo da AAE efetuada.

Relativamente ao tema do Ambiente, de ressaltar ainda que a EDP Distribuição tem um Sistema de Gestão Ambiental (SGA) que foi aprovado pelo Lloyd's Register Quality Assurance, de acordo com as normas ISO 14001:2004 e NP EN ISO 14001:2004. Esta certificação abrange a totalidade das atividades da EDP Distribuição.

Desta forma a EDP Distribuição, enquanto titular da concessão de Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média Tensão e Alta Tensão (RND) no território do Continente, procedeu à elaboração da presente proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede Nacional de Distribuição para o período 2019-2023.

Para elaboração desta proposta de PDIRD-E 2018 foi tida como base a proposta final do PDIRD-E 2016 apresentada em maio de 2017.

## 1.2 ÂMBITO E CONTEÚDO

### 1.2.1 ÂMBITO

Este Plano contém a previsão dos principais investimentos na RND no período 2019 a 2023.

Esta proposta de PDIRD-E 2018 foi elaborada observando as orientações de política energética contidas nos pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA) mais recente (RMSA-E 2016) com horizonte 2017-2030, bem como as que se encontram consignadas em diversos diplomas legais. Entre os que apresentam uma maior relevância nas opções de investimento tomadas destacam-se:

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, que aprovou o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 (Estratégia para a Eficiência Energética - PNAEE 2016) e o 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, na redação do Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, que transpõe a Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, relativa à 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, revogado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, com a manutenção de alguns dos seus efeitos – Estabelece o regime jurídico da microprodução.
- 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, revogado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, com a manutenção de alguns dos seus efeitos – Estabelece o regime jurídico da miniprodução.
- Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, 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 68-A/2015, de 30 de abril, 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 pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho – estabelece o regime jurídico da mobilidade elétrica.
- 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.

A execução de projetos de investimento na RND decorrentes de medidas de política energética seguirá uma calendarização adequada e de acordo com o desenvolvimento destas medidas.

Assim, a eventual necessidade de se realizarem investimentos significativos para dar resposta a medidas relacionadas com a política energética – e designadamente com a realização de infraestruturas para interligar produção renovável – poderá conduzir a reajustes futuros na composição e programação dos projetos agora previstos para os anos 2019-2023.

### **1.2.2 CONTEÚDO**

Referindo os capítulos do PDIRD-E 2018 proposta abril, para além do presente capítulo 1, o capítulo 2 define os princípios e os critérios de planeamento que servirão de base à identificação e justificação das necessidades de investimento na rede nacional de distribuição.

O capítulo 3 caracteriza a rede a rede em serviço em 31.12.2017, a realização dos investimentos que se prevê concluir até final de 2018 e as cargas previstas nesse ano, bem como a evolução prevista das cargas. É evidenciada a satisfação dos padrões de segurança e são identificados constrangimentos na rede.

O capítulo 4 descreve a estratégia de desenvolvimento da RND, referindo os objetivos traçados para os vetores de investimento considerados na elaboração deste Plano, no âmbito do investimento específico. Refere, ainda, o investimento não específico contemplado no período do Plano. Além disso, é abordado o conceito de rede inteligente na perspetiva da EDP Distribuição.



O capítulo 5 caracteriza a evolução de consumos e cargas e apresenta a previsão para o quinquénio 2019-2023, considerada na elaboração do presente Plano.

O capítulo 6 identifica os pontos de entrega da RNT a estabelecer no período de vigência do Plano e indica as infraestruturas que o operador da RND estabelecerá para assegurar a ligação desses pontos de entrega à RND, refere as interligações transfronteiriças e a ligação de PRE à RND.

No capítulo 7 procede-se à caracterização e justificação dos principais investimentos a realizar no período 2019-2023.

O capítulo 8 caracteriza a rede prevista, com os seus elementos mais significativos, nos anos de 2020 e 2023, após a conclusão do período de vigência deste Plano. Evidencia ainda a satisfação dos padrões de segurança e identifica os constrangimentos na rede.

No capítulo 9 é abordado o tema da avaliação ambiental estratégica feita ao PDIRD-E 2018.

No capítulo 10 é feita uma análise ao risco de não se cumprirem os objetivos globais do Plano, bem como ao risco associado ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos vetores de investimento definidos.

No capítulo 11 é feito um balanço intercalar ao investimento realizado. Tendo em consideração a estrutura seguida no PDIRD-E, a análise foi feita por vetor estratégico de investimento. São analisados os anos 2015, 2016 e 2017.

O capítulo 12 apresenta o plano de investimento para o período 2019-2023, descrevendo a divisão entre investimento específico e não específico. Para o investimento específico são indicadas as verbas atribuídas por natureza de obra, por nível de tensão e por programa de investimento, e para o investimento não específico são apresentadas as diferentes rúbricas que o constituem. Por fim, é apresentada uma avaliação do impacto do Plano na tarifa.

Os valores de investimento, apresentados neste Plano, são a custos primários. Nas tabelas resumo finais, incluídas no capítulo 12.3, são incorporados os valores relativos aos encargos diretos, transversais e financeiros e apresentados os custos totais resultantes. As fichas de caracterização dos principais investimentos, constantes do anexo 8, são apresentadas a custos totais, sendo também referido o respetivo valor total previsto a custos primários.

As fichas são apresentadas a custos totais<sup>1</sup> e com a calendarização adotada no cenário proposto (cenário 2), sendo também referido o respetivo valor total previsto a custos primários, nas fichas dos projetos ou subprogramas que apenas estão incluídos no cenário 3, é apresentada a calendarização para este cenário.

---

<sup>1</sup> Os custos totais nas fichas apresentadas dos projetos e subprogramas consideram valores médios para as componentes AT, MT e Eq. Acessórios, com base em investimentos já realizados.

### 1.3 OBSERVAÇÃO DAS MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA

O Decreto-Lei n.º 172/2006, no n.º 2 do seu art.º 40.º, estabelece que o operador da RND deverá observar, no processo de elaboração do PDIRD, as orientações de política energética.

Os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017-2030, de setembro de 2016, conforme redação DGEG, estão baseados em dados reais de procura e oferta até ao ano 2015, pelo que não incorporam os efeitos dos valores verificados nos anos seguintes. Para este PDIRD-E ajustaram-se as necessidades tendo em consideração a evolução confirmada nos últimos anos e os indicadores macroeconómicos mais recentes.

A RND possui capacidade de receção da PRE que se considera suficiente até final do período deste Plano, não se perspetivando como necessário considerar investimentos para criação de capacidade adicional.

O Plano está preparado para o impacto na RND da produção descentralizada de eletricidade em baixa tensão e da mobilidade elétrica. Este impacto não foi considerado significativo, nomeadamente nos anos iniciais do mesmo. Serão acompanhadas as perspetivas de evolução previstas e, na próxima revisão, poderão ser efetuados ajustes.

A EDP Distribuição na definição do presente Plano teve em consideração os desafios explícitos na “Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013 – O XIX Governo Constitucional tem vindo a implementar um modelo energético baseado na racionalidade económica e na sustentabilidade, através, por um lado, da conjugação entre a adoção de medidas de eficiência energética e a utilização de energia proveniente de fontes endógenas renováveis e, por outro, da redução dos sobrecustos que oneram os preços da energia.”.

A EDP Distribuição tem vindo, assim, a implementar um conjunto de ações que procuram dar resposta a estes dois pilares fundamentais - racionalidade económica e sustentabilidade - e que terão continuidade neste Plano.

Exemplos de materialização de algumas destas ações no presente PDIRD-E 2018 são:

- Procurar minimizar o impacto na tarifa;
- Garantir o acesso da produção distribuída à rede (garantindo capacidade de rede);
- Assegurar o mérito e oportunidade dos projetos selecionados;
- Priorizar os projetos pelo mérito;
- Atuar na redução de perdas técnicas até ao limite da racionalidade económica;
- Reduzir as assimetrias socio-territoriais;
- Assegurar um adequado rejuvenescimento dos ativos;
- Garantir o desempenho ambiental;
- Aumentar a eficiência energética (com expansão das redes inteligentes).

Assim, este Plano para 2019-2023 assegura o enquadramento, na RND, destas orientações, devidamente acompanhado e revisto de 2 em 2 anos, conforme previsto.

### 1.3.1 IMPACTO NA ECONOMIA E EMPREGO

Refere-se aqui, genericamente, o impacto do PDIRD-E 2018 na economia e no emprego.

Os investimentos a efetuar na rede abrangem todo o território nacional, assumindo-se como elemento de coesão territorial, económica e social muito relevante. A disponibilidade de infraestruturas tecnológicas adequadas, ligadas à energia e às comunicações, é claramente uma condição necessária à instalação de empresas em qualquer ponto do território, normalmente também já dotado de outros equipamentos e infraestruturas de serviço público e, assim, é também uma condicionante da competitividade e afirmação dos territórios, da captação de investimentos e da dinamização das economias locais. A execução dos investimentos previstos assegura, durante o prazo de execução do plano, um número significativo de empregos diretos e indiretos, distribuídos também por todo o território nacional, que pode ser estimado com base no passado recente.

Para a concretização dos projetos previsto no PDIRD-E 2018, a EDP Distribuição estima um número da ordem dos 3,3 mil trabalhadores e o envolvimento de cerca de 120 empresas prestadoras de serviços, de base regional, com um impacto direto no recrutamento e nas aquisições efetuadas localmente. Estima-se, também, um número da ordem dos 0,9 mil trabalhadores ao serviço das cerca de 125 empresas qualificadas para fornecimento de materiais. Adicionalmente, para os sistemas informáticos, estima-se um número de 350 trabalhadores associados a cerca de 50 empresas prestadoras de serviços, favorecendo o trabalho em rede e à distancia, o que potencia a participação e o desenvolvimento de pequenas e médias empresas e de *startup* do setor disseminadas pelo território.

## 1.4 ABREVIATURAS E DEFINIÇÕES

No presente documento são utilizadas as seguintes siglas:

- a) AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV);
- b) AO – Área Operacional;
- c) BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1kV);
- d) BTE – Baixa Tensão Especial (fornecimentos em Baixa Tensão com a seguinte potência contratada): Portugal continental – superior a 41,4kVA;
- e) BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimentos em Baixa Tensão com a seguinte potência contratada): Portugal continental – inferior ou igual 41,4kVA;
- f) CAE – Contrato de aquisição de energia;
- g) CAPEX (*Capital Expenditure*) – Investimento líquido de participações financeiras;
- h) DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia;
- i) DRC – Direção de Rede e Clientes;
- j) DTC – *Distribution Transformer Controller*;

- k) EAuTRD- Elementos de Automatização da rede MT da RND;
- l) EB – EDP Box;
- m) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- n) MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110kV);
- o) MPQS – Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico;
- p) MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e igual ou inferior a 45kV);
- q) ONGA – Organização Não Governamental Ambiental;
- r) ORD – Operador da Rede de Distribuição (rede nacional de distribuição em AT e MT);
- s) ORT – Operador da Rede de Transporte (rede nacional de transporte em MAT);
- t) PC – Posto de Corte (posto que permite estabelecer ou interromper linhas elétricas por meio de aparelhagem de corte e seccionamento);
- u) PDIRD – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição, para a Rede Nacional de Distribuição (RND) AT+MT, a elaborar de 2 em 2 anos, para um período de 5 anos;
- v) PdE – Ponto de Entrega;
- w) PDR – Plano de Desenvolvimento das Redes de Distribuição, incluindo a RND e as redes BT da EDP Distribuição;
- x) PRE – Produtor em Regime Especial;
- y) PS – Posto de Seccionamento (posto que permite estabelecer ou interromper, em vazio, linhas elétricas por meio de seccionadores);
- z) PT – Posto de Transformação (posto destinado à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão);
- aa) RARI – Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- bb) RESP – Rede Elétrica de Serviço Público (conjunto de instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de eletricidade que integram a RNT, a RND e as RDBT);
- cc) RDBT – Rede de Distribuição de Eletricidade em baixa tensão;
- dd) RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta tensão e média tensão;
- ee) RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental;
- ff) RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural;
- gg) RRC – Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico;
- hh) RRD – Regulamento da Rede de Distribuição;
- ii) RRT – Regulamento da Rede de Transporte;
- jj) RT – Regulamento Tarifário do Setor Elétrico;

- kk) RTS – Rede de Telecomunicações de Segurança (rede de telecomunicações utilizada na transmissão de fonia, dados, telemedidas, telecomandos, etc., para efeito de exploração da rede de distribuição);
- ll) SE – Subestação (posto constituído por um conjunto de instalações elétricas destinado a fins específicos, tais como: transformação da tensão por um ou mais transformadores estáticos, compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, corte ou seccionamento de linhas);
- mm) SEN – Sistema Elétrico Nacional (conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações elétricas relacionados com as atividades abrangidas pelo Decreto-Lei n.º 29/2006 no território nacional);
- nn) SPCC – Sistema de Proteção Comando e Proteção;
- oo) TIC – Tecnologias de Informação de Comunicação;
- pp) ZEC – Zona Especial de Conservação;
- qq) ZPE – Zona de Proteção Especial.

Para efeitos do presente documento, observaram-se as seguintes definições de conceitos:

- a) Agente de exploração – profissional qualificado para operar as instalações da rede de distribuição;
- b) Agente de mercado – entidade que transaciona energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, cogedor, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por cogedor, estes dois últimos se adquirirem energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral;
- c) Barramento – ponto de ligação ou nó de uma rede elétrica o qual interliga centros de produção de energia, ativa e reativa, cargas ou terminos de linhas de transmissão de energia;
- d) Capacidade da rede – potência máxima admissível em regime contínuo que pode circular na rede;
- e) Capacidade de interligação – potência máxima admissível em regime contínuo que pode transitar na interligação em cada um dos sentidos;
- f) Carga – valor, num dado instante, da potência ativa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência, durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir-se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha, ou a uma rede;
- g) Carga natural – é a potência necessária para satisfazer as cargas da área de influência da subestação, em MVA;
- h) Caso fortuito ou de força maior – consideram-se casos fortuitos ou de força maior os que resultam da ocorrência de guerra, alteração da ordem pública, incêndio,

terramoto, inundação, vento de intensidade excecional, descarga atmosférica direta, sabotagem, malfeitoria (vandalismo), intervenção de terceiros devidamente comprovada, bem como outros que reúnam simultaneamente as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade;

- i) Cava da tensão de alimentação – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada,  $U_c$  (ou da tensão de referência deslizante,  $U_{rd}$ ), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 ms a 1 min;
- j) Centro de Condução (CC) – órgão de condução da RND e das RDBT encarregue da vigilância e condução das instalações e equipamentos da rede de distribuição;
- k) Cliente – o comprador grossista e o comprador final de eletricidade;
- l) Cogrador – entidade que detenha uma instalação de cogeração licenciada, nos termos previsto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março;
- m) Comercializador – entidade cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros, em Portugal continental;
- n) Comercializador de último recurso – entidade titular de licença de comercialização de energia elétrica sujeita a obrigações de serviço público universal;
- o) Participação Financeira – valor monetário entregue ao ORD por um requerente de uma ligação à rede para realização da obra necessária à ligação de instalação à rede;
- p) Participação em Espécie – valor dos elementos de ligação à rede entregues ao ORD por um requerente de uma ligação e cuja construção foi promovida por esse requerente;
- q) Consumos sazonais – consumos referentes a atividades económicas que apresentem pelo menos cinco meses consecutivos de ausência de consumo num período anual, excluindo-se, nomeadamente, consumos referentes a casas de habitação;
- r) Corrente de curto-circuito – corrente elétrica entre dois pontos em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa resistência;
- s) Custo Primário – representado pela soma do custo de mão-de-obra direta e de material direto;
- t) Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões – estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais;
- u) Distorção harmónica – deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares;

- v) Distribuição – veiculação de energia elétrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização;
- w) Duração média das interrupções do sistema (SAIDI – *System Average Interruption Duration Index*) – quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- x) Energia não distribuída (END) – valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo;
- y) Energia não fornecida (ENF) – valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo;
- z) Entidade ligada à RND – entidade ORT, produtores e consumidores cujas instalações estão ligadas fisicamente à RND;
- aa) Entrega de energia elétrica – alimentação física de energia elétrica;
- bb) Fator de Potência – relação entre a potência ativa e a potência aparente de uma carga, instalação, rede ou grupo gerador;
- cc) Fontes de energia renováveis – as fontes de energia não fósseis renováveis, tais como: energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hídrica, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás;
- dd) Fornecimento de energia elétrica – venda de energia elétrica a qualquer entidade que é cliente de um comercializador;
- ee) Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*) – quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- ff) Gestão da Procura (DSM) – consiste na execução de medidas de incentivo aos consumidores que levem estes a modificar os seus níveis e padrões de consumo;
- gg) Incidente – qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisto que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afetado, quer de outros elementos da rede;
- hh) Índice de preços implícitos no Consumo Privado – variação dos preços do Consumo Final das Famílias, divulgada pelo INE nas “Contas nacionais trimestrais”;
- ii) Indisponibilidade – situação em que um grupo gerador, linha, transformador, painel, barramento, equipamentos e aparelhos não se encontram aptos a responder, em

- exploração, às solicitações, de acordo com as suas características técnicas e parâmetros considerados válidos;
- jj) Instalação – conjunto de equipamentos que fazem parte de uma subestação, de um posto de seccionamento ou de corte, de um posto de transformação ou de uma linha;
  - kk) Instalação elétrica – conjunto de equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica;
  - ll) Instalação partilhada – instalação elétrica em que os seus equipamentos ou sistemas pertencem a mais de uma entidade, podendo eventualmente ser utilizados em comum;
  - mm) Instalação de produção – instalação que converte em energia elétrica outra forma de energia, renovável, não renovável ou o processo de co -geração, compreendendo o conjunto dos equipamentos associados e o(s) edifício(s) que os abrigam, bem como os transformadores principais e os transformadores auxiliares;
  - nn) Interligação – ligação por uma ou várias linhas entre duas ou mais redes;
  - oo) Interrupção acidental – interrupção do fornecimento ou da entrega de energia elétrica provocada por defeitos (elétricos) permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências;
  - pp) Interrupção breve – interrupção com uma duração igual ou inferior a três minutos;
  - qq) Interrupção do fornecimento ou da entrega – situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 1% da tensão declarada  $U_c$ , nas fases, dando origem a cortes de consumo nos clientes;
  - rr) Interrupção longa – interrupção com uma duração superior a três minutos;
  - ss) Interrupção prevista – interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede;
  - tt) Operador da rede de distribuição – entidade concessionária da RND ou de redes de BT, autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade;
  - uu) Operador da rede de transporte - : entidade concessionária da RNT, nos termos das Bases da Concessão e do respetivo contrato;
  - vv) Padrão individual de qualidade de serviço – nível mínimo de qualidade de serviço, associado a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial, que deverá ser assegurado pelas entidades do SEN no relacionamento com cada um dos seus clientes;



- ww) Perdas – diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo;
- xx) Período horário – intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço;
- yy) Ponta máxima - Ponta máxima assíncrona em situação normal de exploração e considerando a produção dos PRE ligados à rede MT;
- zz) Ponto de entrega (PdE) – ponto da rede onde se faz a entrega ou receção de energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede;
- aaa) Ponto de interligação – ponto da rede existente ou a criar onde se prevê ligar a linha que serve a instalação de um produtor, um cliente ou outra rede;
- bbb) Ponto de ligação – ponto que estabelece a fronteira entre a rede de distribuição e a instalação de uma entidade a ela ligada;
- ccc) Potência garantida – é a potência que a subestação pode satisfazer no caso de se avariar o maior transformador e tem em conta a possibilidade de recurso pela média tensão, se existir, em MVA (situação de contingência N-1);
- ddd) Potência de ligação disponível – é a parte da "potência garantida" que excede a "carga natural", em MVA (representa a carga natural passível de ser alimentada, acima da carga natural existente);
- eee) Potência nominal – potência máxima que pode ser obtida, em regime contínuo, nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante e em condições climáticas precisas;
- fff) Produção distribuída – a produção de eletricidade oriunda de centros eletroprodutores ligados à rede de distribuição;
- ggg) Produção em regime especial – a produção de eletricidade tal como definida no artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006;
- hhh) Produtor – a pessoa singular ou coletiva que produz eletricidade;
- iii) Receção de energia elétrica – entrada física de energia elétrica;
- jjj) Rede – conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos elétricos ligados entre si com vista a transportar a energia elétrica produzida pelas centrais até aos consumidores;
- kkk) Rede de distribuição – designação genérica que abrange a RND e as RDBT;
- III) Segurança “N-1” – critério de segurança que permite garantir que um sistema elétrico se mantém em funcionamento normal, no caso de saída de serviço de um qualquer dos elementos que o constituem;

- mmm) Telecomando – comando desencadeado por um emissor remoto;
- nnn) Tempo de interrupção equivalente (TIE) – quociente entre a energia não fornecida (ENF) num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período;
- ooo) Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI) – quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição;
- ppp) Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI – *System Average Restoration Index*) – quociente da soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período;
- qqq) Tensão de alimentação – valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo;
- rrr) Tensão de alimentação declarada ( $U_c$ ) – tensão nominal  $U_n$  entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada  $U_c$ ;
- sss) Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede elétrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava;
- ttt) Trabalho em tensão (TET) – trabalho realizado em instalações elétricas em que o trabalhador entra em contacto com peças em tensão ou penetra na zona de trabalho em tensão, quer com partes do seu corpo ou com ferramentas, quer com equipamentos ou com dispositivos que manipule;
- uuu) Transporte – veiculação de energia elétrica numa rede interligada de muito alta tensão e alta tensão, para efeitos de receção dos produtores e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização;
- vvv) Tremulação (flicker) – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo;
- www) Uso das redes – utilização das redes e instalações nos termos do RARI;
- xxx) Utilização da Potência Instalada – Relação entre a ponta máxima verificada num equipamento e a sua capacidade estipulada (em%).

## 2. PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO

---

Os projetos de investimento contemplados no PDIRD-E 2018 visam o desenvolvimento da rede de distribuição em AT e MT no período de abrangência respetivo (2019-2023). O objetivo final é assegurar a alimentação das cargas e a ligação de produtores, tendo em vista a satisfação dos consumos previstos em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, nomeadamente em termos de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede e a utilização criteriosa dos recursos disponíveis, em observância das boas práticas ambientais.

### 2.1 PRINCÍPIOS BÁSICOS

Os princípios básicos de planeamento adotados neste Plano assentam em três vertentes, especificamente:

#### 2.1.1 EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES

Conforme descrito capítulo 11 do Regulamento da Rede de Distribuição (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho), o planeamento da rede de distribuição deverá:

- Garantir a existência de capacidade disponível na rede para a receção e entrega de eletricidade, compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores;
- Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço aplicáveis nos termos do RQS;
- Ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída;
- Observar as orientações de política energética;
- Coordenar o planeamento da RND com o planeamento da RNT, assegurando a coerência entre os projetos de investimento nas suas redes, designadamente no que diz respeito às ligações entre as mesmas;
- Igualmente, o Planeamento das redes de distribuição BT deve ser coordenado com o planeamento da RND.

Devem, ainda, ser observados os padrões de segurança para planeamento, descritos em 2.1.2.

#### 2.1.2 RESTRIÇÕES TÉCNICAS

Neste âmbito, consideram-se as limitações decorrentes das características de fabrico dos equipamentos de rede (como transformadores, linhas, equipamento de manobra, e outros) e os níveis de utilização respetivos, por forma a respeitar os padrões de segurança para planeamento da rede de distribuição.

## Padrões de segurança

Os padrões de segurança para planeamento considerados neste Plano são os seguintes:

- **Capacidade dos equipamentos**

É assegurado que os equipamentos e materiais instalados nas redes não são sujeitos a solicitações que ultrapassem os seus valores nominais ou as suas características de projeto, exceto em situações de contingência, e desde que não ponham em causa a segurança de pessoas e bens.

- **Ligação de clientes**

É garantida a disponibilidade da potência requisitada, sem sobrecargas e sem variações de tensão não regulamentares, bem como a preservação da qualidade da onda de tensão, nomeadamente no que se refere a variações rápidas, assimetrias de fase e harmónicas.

- **Reserva N-1 nas zonas A de qualidade de serviço**

Nas subestações AT/MT é assegurada a alimentação da totalidade dos consumos da respetiva rede em caso da indisponibilidade de uma das alimentações AT ou de um dos transformadores, pelas restantes alimentações AT ou transformadores da subestação, considerando ainda a possibilidade de apoio pela rede MT alimentada por subestações adjacentes (ou seja, recorrendo à reserva de rede MT existente).

A alimentação da totalidade dos consumos é igualmente assegurada nas linhas MT, em redes com possibilidade de bialimentação, em caso de indisponibilidade da alimentação MT normal (as linhas MT são estabelecidas entre duas saídas de uma mesma subestação ou entre duas saídas de subestações diferentes).

- **Reserva N-1 nas zonas B e C de qualidade de serviço**

Nas subestações AT/MT é assegurada a alimentação da totalidade dos consumos da respetiva rede em caso da indisponibilidade de um dos transformadores, pela reserva de rede MT existente ou por recurso à instalação de uma subestação móvel de reserva.

Adicionalmente, e em caso de falha de um circuito (reserva N-1), para os blocos de carga superiores a 70 MW é assegurada a reposição imediata da carga do bloco, menos 20 MW, cuja alimentação será restabelecida no tempo máximo de 3 horas. Para blocos de carga superiores a 100 MW é assegurada, em 3 horas, a alimentação de, pelo menos, a carga que excede 100 MW, ou de um terço da carga do bloco, no caso de falha de um segundo circuito (reserva N-2).<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> Independentemente da zona de qualidade de serviço, a carga de algumas redes atinge dimensão significativa, cuja interrupção, ainda que momentânea, causa grande perturbação na operação do SEN. Para obviar este constrangimento, o

- **Limites de sobrecarga admissível em regime N-1**

Tabela 2.1: Limites de Sobrecarga Admissível em Regime N-1

	Inverno	Verão
Transformadores	120%	105%
Rede AT	110%	110%
Rede MT	110%	110%

(valores dos transformadores em relação à potência nominal e valores das linhas e cabos de acordo com as características dos materiais e tipo de instalação)

Condições: Inverno – temp. ar 20°C, vento 0,6 m/s, temp. solo 10°C  
 Verão – temp. ar 35°C, vento 1,0 m/s temp. solo 20°C

Duração: Transformadores – horas de ponta (2h)  
 Rede AT – 30 minutos  
 Rede MT – 30 minutos

Salienta-se que, nos transformadores a aplicação de uma carga superior à nominal ou de uma temperatura ambiente mais elevada do que a considerada na sua conceção, implica um certo grau de risco de envelhecimento acelerado. Os valores adotados em planeamento no caso de socorro em contingência N-1, indicados no quadro anterior, foram convenientemente escolhidos por forma a não ultrapassar os limites entendidos como adequados e considerando uma margem de segurança em termos de operação da rede.

- **Reposição dos valores regulamentares de tensão**

É garantido que as variações da tensão de alimentação nos barramentos de clientes estarão dentro dos limites admissíveis no RQS, bem como na norma NP EN 50160.

Nos estudos de desenvolvimento da rede de distribuição a incluir neste Plano foram analisadas as solicitações futuras previstas para o período considerado em termos de evolução da produção e dos consumos e, tendo em conta os objetivos de qualidade de serviço, foram definidos os investimentos necessários para a estruturação e o dimensionamento da rede, de modo a assegurar o seu funcionamento dentro dos limites estabelecidos nos padrões de segurança para planeamento atrás descritos.

---

*ORD passou a incluir critérios adicionais de reserva N-1 instantânea e reserva N-2 para blocos de carga de dimensão superior a 70 MW, à semelhança de critérios em uso noutros países (por exemplo, Reino Unido) e acompanhando os Padrões de Segurança para Planeamento da RNT em situações especiais de cargas monoalimentadas (alínea b do ponto 9.6.1 do capítulo 9 do RRT).*

## **2.1.3 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÓMICA**

### **2.1.3.1 Introdução**

Um projeto de investimento constitui uma alternativa técnico-económica válida no âmbito da atividade da empresa. No caso do Operador da Rede de Distribuição (ORD) a remuneração do seu investimento é definida por ação regulatória. Neste contexto, são avaliados os benefícios dos projetos de investimento para o SEN e para a sociedade.

Os estudos técnicos de planeamento das redes englobam as conceções de engenharia referentes à topologia, com particular incidência na redução de perdas de energia e na melhoria da qualidade de serviço, assegurando a sustentabilidade do sistema e a minimização de impactos ambientais e sociais. Estes estudos respondem a problemas identificados na rede, sendo analisadas alternativas de investimento diferentes cuja avaliação de mérito económico, por meio de análise de benefício/custo, permite ao operador da rede de distribuição a seleção da alternativa mais adequada.

Os estudos técnicos de planeamento baseiam-se na simulação digital das redes em aplicações informáticas específicas. Na EDP Distribuição é utilizado como meio de cálculo o DPlan – Distribution Planning.

Face à crescente penetração da produção distribuída na RND, são simulados vários regimes extremos e intermédios de carga, baseados nos diagramas reais de produção e de consumo. Para lidar com a incerteza nos regimes de produção e consumo, a EDP Distribuição, em conjunto com a comunidade científica nacional, está a desenvolver metodologias de planeamento probabilístico, por forma a aumentar nível de confiança das suas previsões e melhor adequação dos investimentos às necessidades de desenvolvimento da RND.

A avaliação do mérito económico das alternativas estudadas é efetuada com recurso à aplicação INVESTE – Programa de Análise Económica de Investimentos. Considera preços constantes e uma taxa de atualização definida. Os indicadores económicos são calculados considerando-se os custos com materiais e mão-de-obra acrescentados de encargos diretos, transversais e financeiros. Isto é, os indicadores económicos dos projetos de investimento são calculados a custos totais.

Os benefícios dos projetos são calculados para as diferentes grandezas físicas consideradas (nomeadamente redução do nível de perdas por efeito de Joule e melhoria da qualidade de serviço na área em estudo quando comparadas com um cenário base), sendo essas grandezas quantificadas em euros.

Para efeitos de avaliação dos projetos de investimento, considera-se também que os benefícios da eliminação de sobrecargas e de quedas de tensão não regulamentares são contabilizados como energia não distribuída (a energia que seria distribuída com sobrecarga dos elementos da rede ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar).

As avaliações económicas dos projetos de investimento incluem uma análise de sensibilidade à evolução da procura. Essa avaliação é realizada para três cenários de evolução da procura (Inferior, Central e Superior), sendo determinado o momento mais adequado de realização

dos investimentos em cada um dos cenários. Este é função dos indicadores económicos associados a cada cenário, bem como da utilização da ponta para esses mesmos cenários.

A análise de sensibilidade permite avaliar a robustez da solução em presença de diversos cenários de evolução da procura, aumentando a garantia de cumprimento dos padrões de segurança e do resultado económico esperado dos projetos.

O resultado económico para as diversas alternativas e cenários dos projetos de investimento exprime-se por meio das grandezas B/C (relação benefício/custo), VAL (valor atualizado líquido), TIR (taxa interna de rentabilidade) e TRI (taxa de rentabilidade inicial).

### 2.1.3.2 Cálculo Técnico das Perdas

As perdas nos elementos de uma rede podem ser essencialmente constantes, dependendo apenas do facto de o equipamento estar ou não ligado (caso das perdas no circuito magnético dos enrolamentos dos transformadores), ou variar com o quadrado da corrente que percorre o equipamento (caso das perdas por efeito de Joule nos enrolamentos de cobre dos transformadores e nas linhas).

O cálculo da energia de perdas na rede é feito com recurso aos meios de cálculo de análise de redes (DPlan – Distribution Planning) considerando a ponta máxima das saídas das subestações e o fator de perdas do diagrama anual de perdas.

No cálculo do fator de perdas é utilizada a equação estabelecida por F.H. Buller e C.A. Woodrow<sup>3</sup> que é uma equação simples binomial que envolve a potência de ponta e o fator de carga do diagrama anual de cargas.

Considera-se um diagrama anual de cargas em dois patamares, em que 20% da energia consumida se verifica à ponta máxima e os restantes 80% se obtêm à ponta média, podendo existir uma fração do tempo total durante o qual se tem carga nula. A valia unitária de perdas, isto é, o preço a atribuir a cada kWh perdido, é estabelecido para cada um dos níveis de tensão AT, MT e BT, com base no preço médio de venda da tarifa transitória no nível de tensão imediatamente superior, procurando assim refletir o acréscimo de utilização das infraestruturas da rede.

### 2.1.3.3 Cálculo Técnico da Energia Não Distribuída (END)

A Energia Não Distribuída (END) associada à falha de um determinado elemento da rede é devida, por um lado, aos incidentes aleatórios que o poderão afetar (tipicamente incidentes que têm por causa fenómenos naturais e ambientais, envelhecimento de material, manobras, derrube ou perfurações acidentais, etc) e, por outro, pelas interrupções necessárias a

---

<sup>3</sup> Engenheiros da *General Electric Company* que desenvolveram a equação empírica do fator de perdas de tempo equivalente, do tipo  $\beta = X.\alpha + (1-X).\alpha^2$ , no artigo intitulado “*Load Factor-Equivalent Hour Values Compared*”, publicado na edição de *Electrical World* de Nova Iorque em 14 de julho de 1928.

trabalhos programados (trabalhos de manutenção, trabalhos de ligação de novas instalações, etc).

Na análise de uma determinada rede no sistema DPlan – Distribution Planning, a END é calculada simulando defeitos sobre todos os ramos da rede. Para cada defeito, a END é calculada com base na ponta média máxima das saídas das subestações, normalmente no fim do período de planeamento ou ano alvo. No cálculo é considerado uma taxa de incidentes por km e uma duração típica da interrupção (valores baseados em análises estatísticas).

A potência afetada num incidente não é igual durante toda a duração da interrupção, desde o início do incidente até à sua reparação, no caso de haver elementos danificados. Através de religações automáticas, isolamento do defeito e reconfiguração da rede, é possível restabelecer parte da alimentação antes de terminada a reparação. O cálculo da END é efetuado somando várias parcelas, onde varia o tempo de interrupção e a potência afetada, fazendo-se uma reconstrução cronológica do defeito.

Para efeito de cálculo da END, as ocorrências de curta duração (inferiores a 3 minutos) são consideradas como interrupções equivalentes com a duração de 8 minutos.

Na valia unitária da END é utilizado o valor que consta no incentivo e penalização da qualidade de serviço estabelecido pela Entidade Reguladora.

## 2.2 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

O investimento associado à ligação de clientes e produtores, designado Investimento Obrigatório, foi definido com base numa metodologia de previsão desenvolvida com o INESC TEC, suportada num conjunto de regressões lineares que utilizam, para além dos habituais *inputs* relacionados com a atividade da distribuição, *inputs* macroeconómicos tais como: indicadores de crescimento ou desaceleração da economia, indicadores relativos ao nível de atividade da construção civil, taxa de inflação, índice de preços no consumidor, etc. Este Plano inclui as verbas necessárias à realização deste investimento. A sua realização acompanhará os compromissos estabelecidos com os requisitantes e promotores.

Por sua parte, o designado Investimento de Iniciativa da Empresa foi definido tendo em consideração as exigências de qualidade de serviço técnica impostas pelo Regulamento de Qualidade de Serviço, bem como os incentivos à sua melhoria e à redução da energia de perdas expressos no Regulamento Tarifário e, ainda, os objetivos inerentes à manutenção e melhoria das condições de alimentação de clientes pré-existentes e preocupações ambientais.

O Investimento de Iniciativa da Empresa incluído no presente Plano reúne as verbas a despender na persecução destes objetivos, encontrando-se dividido em diversos Programas de Investimento, cada um deles de âmbito específico e enquadrado num ou mais dos seguintes 5 vetores: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços. Existem, ainda, outros investimentos que contribuem para objetivos não integráveis nos vetores descritos. Estes podem apresentar externalidades positivas para a sociedade (p.ex., projetos de natureza ambiental) ou responder a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual.



Dentro do investimento específico de iniciativa da empresa, os critérios de priorização adotados na seleção dos investimentos a incluir no Plano foram os seguintes:

- obrigações legais e regulamentares;
- projetos em curso no início do período de abrangência do Plano;
- compromissos assumidos com outras entidades;
- satisfação dos padrões de segurança;
- manutenção e melhoria da qualidade de serviço, tendo em conta a redução de assimetrias, o aumento da resiliência da rede e o rejuvenescimento dos ativos;
- aumento de eficiência da rede, tendo presente o aumento da eficiência operacional, e as preocupações ambientais.
- investimento inovador e de acesso a novos serviços de rede inteligente.

Considera-se, assim, que os projetos selecionados respondem aos objetivos definidos para os diversos vetores de investimento.

## 2.3 ANÁLISE DE RISCO

A análise de risco ao PDIRD-E 2018 compreende 5 (cinco) níveis distintos de avaliação, cada um respondendo a dimensões distintas do risco presente na definição de planos de investimento:

- i. Risco do Plano – risco de não se cumprirem os objetivos definidos pela estratégia de investimento, conforme enunciados para cada um dos vetores de investimento (descrito no capítulo 10);
- ii. Risco de portfólio – risco económico associado a um portfólio de projetos de investimento em redes de distribuição, atendendo à incerteza quanto à previsão de evolução da procura (descrito no capítulo 10);
- iii. Risco económico – risco de não cumprimento dos objetivos económicos associados a cada projeto de investimento (descrito no capítulo 10);
- iv. Risco de projeto – risco de não cumprimento dos critérios de planeamento de abastecimento das cargas;
- v. Risco de falha de elementos da rede – risco associado às soluções de configuração das redes AT e subestações AT/MT. Esta análise suportou a definição dos Princípios e Critérios de Planeamento, permitindo avaliar as configurações de rede AT mais adequadas à garantia das exigências de fiabilidade definidas no Regulamento de Qualidade de Serviço.

Seguidamente, descreve-se a análise de risco relativa a estas duas últimas dimensões.

### 2.3.1 ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

A seleção de investimentos resulta da opção pelas melhores alternativas a implementar entre as diversas, mutuamente exclusivas, que concorrem para um mesmo objetivo.

Sendo as propostas avaliadas com base numa estimativa das necessidades de investimento associadas e dos benefícios a recolher, o valor do projeto surgirá condicionado pelas incertezas associadas a essas estimativas.

Para avaliar o risco associado a projetos de investimento em redes de distribuição, foi realizado um estudo com o apoio científico do *Center for Innovation in Electrical Engineering and Energy* (Cie3) do Instituto Superior Técnico (IST), descrito no PDIRD-E 2014<sup>4</sup>.

Foi desenvolvida uma metodologia, baseada nesse estudo, de análise de sensibilidade da rede quanto à segurança de abastecimento para cenários de evolução de consumos com elevada probabilidade de não excedência. A metodologia parte do pressuposto de que os projetos, considerados individualmente, apresentam um impacto local, pelo que a unidade relevante para a previsão dos consumos na sua área de influência é o concelho. Foram considerados cenários de evolução de consumos para cada concelho, coerentes com os cenários Inferior, Central e Superior previstos para os consumos em Portugal Continental. Estes cenários, a nível concelhio, têm uma probabilidade de não excedência de, respetivamente, 33% para o cenário inferior, 50% para o cenário central e 66% para o cenário superior. Considerou-se, ainda, para análise dos projetos a incluir neste Plano, um cenário adicional mais que superior com uma probabilidade de não excedência de 90% dos consumos previstos a nível concelhio.

Esta metodologia é aplicada aos projetos previstos iniciar no período de vigência deste Plano, suportando a decisão de calendarização dos investimentos, que tem em conta o risco de não assegurar a alimentação das cargas em presença desse cenário de evolução de consumos mais exigente.

Tendo em conta que a revisão de 2 em 2 anos do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E) permite ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os três últimos anos de abrangência do mesmo, o risco de não cumprimento dos critérios de planeamento nas redes que beneficiam desses investimentos é negligenciável.

### 2.3.2 AVALIAÇÃO DO RISCO ASSOCIADO À FALHA DE ELEMENTOS DA REDE

O conceito de risco diferencia-se do conceito de fiabilidade, complementando-o com uma avaliação quantitativa ou qualitativa, facilitando a definição de indicadores e de padrões de ameaça, vulnerabilidade ou incerteza associados a determinados cenários, geralmente com impacto negativo.

---

<sup>4</sup> João Santana, Marcelino Ferreira, Pedro Carvalho, “Metodologias de Análise de Risco de Projetos de Investimento em Redes de Distribuição, Cie3, IST, dezembro de 2013.

A avaliação de risco reconhece não só a probabilidade de eventos de falha, mas também os respetivos graus de severidade das suas consequências.

A avaliação do risco destes eventos analisou duas topologias frequentemente utilizadas nas subestações AT/MT da RND e duas topologias de rede AT, para diferentes situações de disponibilidade de recurso, tratadas de forma independente.

O resultado dessa avaliação permitiu suportar, do ponto de vista do risco de falha dos componentes, os critérios de planeamento no que diz respeito à existência de reserva N-1 das diversas zonas de qualidade de serviço.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> A metodologia foi apresentada no paper Prata, R., Carvalho, P., Ferreira, Luís AFM, Santos, CA, "Failure Risk Associated with Different Substation and HV Network Configurations, CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution, Jun. 2011, Frankfurt.

Página em branco

### **3. CARACTERIZAÇÃO DA REDE PREVISTA EM 31.12.2018**

---

Neste capítulo apresenta-se a previsão da situação da Rede Nacional de Distribuição (RND) anterior ao início deste Plano (correspondente à situação base de estudo), considerando a rede em serviço em 31.12.2017, a realização dos investimentos que se prevê concluir até final de 2018 e as cargas previstas nesse ano.

#### **3.1 ELEMENTOS CONSTITUINTES DA REDE E SUAS CARACTERÍSTICAS**

A Rede Nacional de Distribuição (RND) é constituída pela rede de alta tensão, que inclui as linhas aéreas e os cabos subterrâneos AT e os postos de corte/seccionamento AT, e pela rede de média tensão, que inclui as linhas aéreas e os cabos subterrâneos MT, as subestações de distribuição (AT/MT e MT/MT) e os postos de corte/seccionamento MT.

A alimentação da rede em Alta Tensão (AT) é assegurada pelas subestações da RNT, designadas de pontos injetores. A rede de Média Tensão (MT) é alimentada a partir das linhas de alta tensão ou postes de corte/seccionamento AT.

A distribuição em AT é efetuada à tensão de 60kV, existindo integrada na RND apenas uma linha de 130 kV no norte do país, entre a SE Lindoso e o PdE REN- Pedralva.

A estrutura da rede AT é genericamente emalhada, sendo a exploração efetuada em malha fechada sempre que possível e conveniente. A maior parte da rede AT é aérea existindo, no entanto, uma forte componente subterrânea nas zonas urbanas de Lisboa e Porto.

A configuração típica das subestações AT/MT pressupõe que estas tenham a possibilidade de ser alimentadas a partir de duas linhas AT, sendo dotadas de barramento AT e possuindo dois transformadores de potência. Em zonas de elevada densidade de cargas, e por razões de limitações de espaço, existem subestações sem barramento AT, constituindo como que um bloco cabo/transformador protegido por um único disjuntor no posto de corte a montante, sendo garantida a reserva N-1 às cargas servidas. Em zonas de menor densidade de cargas existem subestações AT/MT com apenas uma alimentação AT ou com um único transformador de potência, mas em que a sua configuração de base prevê a possibilidade de expansão futura; esta situação poderá, também, ocorrer em novas subestações nos primeiros anos de funcionamento. Para garantir o recurso às subestações sem reserva N-1, a EDP Distribuição dispõe de unidades móveis de reserva (subestações móveis), devidamente equipadas e mantidas como reserva.

As subestações AT/MT são automatizadas e telecomandadas, o que flexibiliza a reconfiguração da rede e a reposição do abastecimento em caso de incidente.

Geograficamente, estas instalações encontram-se naturalmente mais concentradas nas zonas de maior densidade de cargas, em que a redução do comprimento médio das saídas MT e a criação de possibilidades de alimentação alternativas contribuem, assim, para assegurar uma melhor qualidade de serviço aos clientes.

A distribuição MT é efetuada, predominantemente, nos níveis de tensão de 30kV, 15kV e 10kV, sendo os níveis mais baixos utilizados tipicamente em regiões de maior densidade de cargas e no litoral, enquanto os 30kV são utilizados em regiões de maior dispersão. Existem também subestações MT/MT, responsáveis pelo abaixamento da tensão de distribuição MT de 30kV para 15kV ou 10kV.

Existem ainda pequenas redes a 6kV que têm vindo a ser substituídas para níveis de tensão mais elevados.

A rede MT é explorada radialmente. Nas zonas urbanas ou semiurbanas possui uma estrutura em fuso ou em anel, sendo maioritariamente subterrânea; nestas zonas, a maioria das saídas MT das subestações dispõe de alimentação alternativa. Nas zonas rurais, a rede MT possui uma estrutura essencialmente radial arborescente e é maioritariamente do tipo aéreo.

Para facilitar a exploração e melhorar a qualidade de serviço, a rede MT possui, ao longo do seu percurso, órgãos de corte telecomandados dotados de algum tipo de automatismos e funções de proteção.

## 3.2 SITUAÇÃO PREVISTA EM 31.12.2018

Apresenta-se, na tabela 3.1., uma caracterização geral das redes AT e MT para a situação em 31.12.2018.

Tabela 3.1: Situação das Redes de Distribuição em 31.12.2018

Caraterização da Rede em 31.12.2018			
<b>Subestações AT/MT:</b>	Nº Subestações		392
	Nº TP AT/MT		670
	Potência Instalada	[MVA]	17.083
<b>Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)</b>	Nº Subestações		28
	Nº TP MT/MT		53
	Potência Instalada	[MVA]	405
<b>Rede AT:</b>	Aérea	[km]	8.785
	Subterrânea	[km]	498
<b>Rede MT:</b>	Aérea	[km]	58.028
	Subterrânea	[km]	14.317

Nota: a informação sobre a Rede AT inclui as linhas em serviço e ligadas a 60 (ou 130) kV; a informação sobre a rede MT, inclui os circuitos em serviço e ligados a um circuito alimentador (não contempla circuitos desligados).

Nos capítulos 3.2.1., 3.2.2 e 3.2.3 apresenta-se as condições de funcionamento da rede para os três cenários de evolução de consumos considerados neste Plano. Verifica-se que as diferenças entre os três cenários são desprezáveis, pelo que nos anexos a este Plano apenas são apresentadas as condições de funcionamento da rede AT e MT para o cenário central de consumos (tomado como referência para o vetor segurança de abastecimento, conforme descrito no capítulo 4.1.2).

No anexo 1 inclui-se um mapa nacional com a distribuição geográfica dos principais elementos constituintes da RND em 31.12.2018.

No anexo 2 representa-se o grau de utilização da rede de distribuição AT.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

No anexo 4 é apresentada a caracterização individual da rede AT, mais pormenorizada.

No anexo 5 é apresentada a caracterização individual da rede MT, mais pormenorizada.

### 3.2.1 UTILIZAÇÃO DA REDE AT

No cálculo da utilização da capacidade de linhas ou cabos AT da RND simularam-se quatro regimes obtendo-se as respetivas intensidades de corrente:

- Ponta de consumos no inverno, sem geração renovável.
- Ponta de geração, com 25% da ponta do consumo de inverno.
- Ponta de consumos no verão, sem geração renovável.
- Ponta de geração, com 25% da ponta do consumo de verão.

A utilização das linhas ou cabos AT foi calculada para o máximo valor obtido da relação da intensidade de corrente de cada regime sobre a intensidade admissível, em função da estação do ano.

Na tabela 3.2. indica-se, para os três cenários de evolução de consumos considerados, a percentagem de linhas ou cabos AT em função da utilização da potência instalada, bem como o respetivo comprimento total associado.

Tabela 3.2: Utilização da Rede AT em 31.12.2018

Utilização [%]	[km]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤ 70	8.945	8.945	8.937	96,4	96,4	96,3
Ut > 70	337	338	346	3,6	3,6	3,7

Embora se tenha verificado um abaixamento dos consumos nos últimos anos, que se reflete na utilização da capacidade das linhas AT, verifica-se que ainda persistem situações com utilizações acima dos 70%.

Refira-se, ainda, que devido à forte componente de geração e à reduzida intensidade admissível no verão das linhas projetadas antes do Decreto Regulamentar 1/92, de 18 de fevereiro, resultam 6 linhas de AT com utilização da capacidade superior a 90% em todos os cenários de consumo. Uma vez que se trata de regimes de produção renovável com reduzida probabilidade e limitados na potência a injetar, não se justifica a necessidade de prever investimento para redução do nível de utilização das mesmas.

No anexo 4 é apresentada a caracterização individual da rede AT, mais pormenorizada.

### 3.2.2 UTILIZAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES AT/MT

No cálculo da utilização da capacidade das subestações AT/MT da RND foi efetuada a simulação apenas para o regime de ponta de consumo, sem geração.

Na tabela 3.3. apresenta-se a utilização das subestações AT/MT em função da utilização da potência instalada para os três cenários de evolução de consumos.

Tabela 3.3: Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT em 31.12.2018

Utilização [%]	Subestações AT/MT [nº]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤70	365	364	364	93,1	92,9	92,9
70 < Ut ≤90	25	26	26	6,4	6,6	6,6
Ut > 90	2	2	2	0,5	0,5	0,5

A utilização da potência instalada do conjunto das subestações AT/MT da RND é cerca de 49% para o cenário inferior e de 50% para o cenário central e superior de consumos. Entretanto, verifica-se que existem, ainda, algumas instalações onde a utilização da potência instalada é superior a 70% e a 90%.

As subestações com utilização superior a 90% foram objeto de uma análise mais detalhada no âmbito deste Plano, daí decorrendo a identificação de necessidades de investimentos contemplados no período abrangido pelo mesmo.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

### 3.2.3 CARACTERIZAÇÃO DAS SAÍDAS MT

A tabela 3.4. reflete a caracterização das saídas MT associadas às subestações AT/MT da RND por nível de tensão, para os três cenários de evolução de consumos.

Tabela 3.4: Caracterização da Rede MT em 31.12.2018

Nível Tensão [kV]	N. Saídas média/SE	Compr. médio/saída [km]	Ponta média/saída [MW]		
			Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
30	6	41	2,27	2,28	2,29
15	8	19	2,39	2,40	2,40
10	16	5	1,40	1,40	1,41
6	6	2	0,35	0,35	0,35

A ponta média por saída de subestação AT/MT está relacionada com o nível de tensão da rede de distribuição, que se efetua maioritariamente nos níveis de 15 e 30kV, excetuando-se a rede de distribuição da Grande Lisboa em que predomina a distribuição no nível de tensão de 10kV.



Destaca-se, ainda, que a EDP Distribuição tem vindo nos últimos anos a instalar um elevado número de órgãos de corte automatizados e telecomandados em linhas aéreas MT (OCR) e a motorizar e telecomandar um número significativo de postos de transformação (PT).

Em 31.12.2018 prevê-se que existam na rede MT cerca de 7.700 pontos telecomandados.

### **3.2.4 POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO**

Para efeitos de dimensionamento dos equipamentos em alta tensão, as correntes de curto-circuito que se consideram são de 25kA e 31,5kA, em função das características da rede em que se insere cada instalação, e com duração estipulada de 3 segundos.

Para efeitos de dimensionamento dos equipamentos em média tensão em subestações, as correntes de curto-circuito que se consideram são de 16kA para 10kV e 15kV, e 12,5kA para 30kV, com duração estipulada de 3 segundos.

Refere-se que os valores máximos das potências de curto-circuito nos barramentos MT foram calculados considerando todos os transformadores da subestação em paralelo. No entanto, a exploração normal é com os semibarramentos abertos.

Então, como o tempo máximo necessário para a atuação das proteções nas redes MT da EDP Distribuição nas condições mais desfavoráveis é de 1,5 segundos, e como a exploração normal é com os semibarramentos abertos, os valores indicados para efeitos de dimensionamento são coerentes com estas condições de exploração, inclusivamente nos casos em que a potência de curto-circuito máxima calculada é superior ao valor de referência.

Para o cálculo dos valores mínimos de curto-circuito, considerou-se que a subestação seria alimentada pela linha de maior secção, quando houver mais do que uma, e com o transformador de maior potência em serviço.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

## **3.3 VERIFICAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO**

Neste ponto é avaliada a satisfação dos padrões de segurança para planeamento, definidos anteriormente no capítulo 2, na situação da rede prevista para 31.12.2018, considerando o cenário central de consumos. O objetivo é aferir da segurança de exploração da rede, nomeadamente nas situações de ligação de clientes, reserva N-1 e variações de tensão nos barramentos de clientes.

### **3.3.1 LIGAÇÃO DE CLIENTES**

No anexo 3 indica-se a potência de ligação disponível em cada subestação AT/MT da RND tendo em consideração as cargas naturais respetivas.

Verifica-se que a generalidade das subestações possui potência de ligação disponível de modo a permitir a ligação de novos clientes ou o aumento de potência de clientes existentes. Para o cenário central de consumos da EDP Distribuição estima-se em 2018 que cerca de 87% das subestações AT/MT, possuam potência de ligação disponível superior a 2MW.

Para as restantes subestações os valores da potência de ligação disponível são baixos ou mesmo inexistentes. Salienta-se, entretanto, que este facto é atenuado na prática devido à contribuição da produção independente ligada à rede MT nas áreas de influência de diversas subestações já que, conforme anteriormente referido, na determinação daqueles valores se considerou a carga natural em vez da ponta máxima (ou seja, a capacidade disponível nessas subestações será mais elevada).

Nas subestações em que ainda assim persiste um valor de capacidade disponível baixo, foram analisadas as condições da rede respetiva tendo em conta, nomeadamente, o crescimento de cargas perspectivado para a zona envolvente, prevendo-se no período de abrangência do presente Plano os investimentos necessários.

### **3.3.2 RESERVA N-1**

Os pressupostos de garantia de reserva N-1, definidos de acordo com os padrões de segurança para planeamento, variam consoante a zona de qualidade de serviço das cargas abrangidas tal como considerado no RQS. Assim, a garantia de reserva N-1 nas zonas A é mais exigente do que nas zonas B e C.

A situação da RND reflete esta diferença, existindo por exemplo uma maior concentração de subestações em zonas A, com menores comprimentos por saída MT e possibilidades de alimentação alternativas, quer na MT quer na AT, e também uma maior densidade de órgãos de corte telecomandados ou automáticos na rede MT.

Foi definida uma estratégia de instalação de novas subestações AT/MT para garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A) de existência de pelo menos duas subestações AT/MT para apoio na alimentação das cargas localizadas nestas zonas, no caso de falha total de uma subestação. A implementação desta estratégia está sujeita a uma avaliação técnico-económica, caso a caso, mais pormenorizada.

### **3.3.3 VARIAÇÕES DE TENSÃO**

As ações de monitorização da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) que a EDP Distribuição realiza em subestações AT/MT seguem as recomendações da NP EN 50160 – características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica, bem como o preceituado no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) em vigor, sendo que umas têm duração anual e outras são de carácter permanente. As medições visam determinar a caracterização global da Qualidade da Energia Elétrica fornecida, com base na observação e registo dos parâmetros tecnicamente considerados como os mais representativos da QEE, que a seguir se indicam:

- Frequência da tensão

- Valor eficaz da tensão
- Tremulação/*flicker* da tensão
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões
- Distorção harmónica da tensão

Em complemento, registam-se também os eventos de tensão, mais concretamente, cavas de tensão e sobretensões.

### **Monitorização da QEE na EDP Distribuição**

No artigo 27º do RQS é apresentada a metodologia de verificação da QEE onde se define que esta verificação tem por objetivo permitir a caracterização nacional da qualidade de serviço técnica prestada e a identificação de eventuais áreas de melhoria. Esta caracterização será realizada através de ações de monitorização permanente e campanhas periódicas, de acordo com os planos de monitorização definidos.

É definido que os operadores das redes devem desenvolver planos de monitorização da QEE que permitam proceder a uma caracterização do desempenho das respetivas redes e verificar o cumprimento dos limites estabelecidos para as diferentes características da onda de tensão.

A monitorização da QEE pode ser realizada através de monitorização permanente ou campanhas periódicas, devendo a seleção dos pontos a monitorizar considerar uma distribuição geográfica equilibrada e garantir a cobertura dos clientes identificados pelos operadores das redes como sendo mais suscetíveis a variações das características da tensão.

No Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS) do setor elétrico, mais concretamente no procedimento n.º 7 estão definidos quais os critérios de monitorização aos quais o ORD tem que dar resposta.

Segundo o referido Procedimento, a monitorização permanente da QEE na RND deve incluir, no mínimo, a cobertura de um barramento de MT em 68 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2018 e registar um crescimento anual mínimo de 7 subestações AT/MT.

Em subestações AT/MT da RND não abrangidas por monitorização permanente, a monitorização pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

Ainda segundo o Procedimento, a monitorização da QEE da RND deve incluir a monitorização de, pelo menos, 98 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2018, e registar posteriormente, um crescimento anual mínimo de 7 subestações.

### **Evolução da Monitorização da QEE na EDP Distribuição**

Conforme proposta aprovada pela ERSE, a EDP Distribuição monitorizou a QEE nas instalações previstas no Plano de Monitorização da Qualidade da Energia Elétrica para o biénio 2016-2017.

Nesse biénio, e relativamente a subestações AT/MT, foram monitorizadas as instalações referidas na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Monitorização da QEE em subestações AT/MT, 2016-2017

Ano	Monitorização permanente		Monitorização periódica - anual	
	N.º de Subestações AT/MT	N.º de Barramentos MT	N.º de Subestações AT/MT	N.º de Barramentos MT
2016	54	80	30	60
2017	61	88	30	49

Os resultados das ações de monitorização, efetuadas em cada instalação, encontram-se disponíveis no *site* da EDP Distribuição.

Numa análise global, os resultados obtidos permitem classificar como de nível elevado a QEE observada nos pontos de medida, salientando-se a percentagem muito elevada de semanas conformes.

As situações não regulamentares encontram-se devidamente caracterizadas e sob acompanhamento continuado, procurando-se corrigir e prevenir situações tipificadas a partir de casos anteriores analisados. Na maior parte dos casos o impacto é resolvido ou mitigado por ações de configuração da rede.

Os resultados não contemplam o contributo de incidentes de grande impacto classificados como eventos excecionais, nomeadamente resultantes das tempestades de 10 e 11 de janeiro e 14 e 15 de fevereiro de 2016, bem como das tempestades Dóris e Ana, ocorridas em fevereiro e dezembro de 2017. De igual modo, os resultados também não contemplam o contributo dos incidentes de grande impacto resultantes dos incêndios de junho e outubro de 2017, que ainda se encontram em processo de classificação como evento excecional (em avaliação pela ERSE), nos termos da regulamentação em vigor.

Na figura 3.1 apresenta-se a evolução, para o período 2016-2017, da conformidade de tensão em barramentos MT. De notar que o universo de subestações AT/MT alvo de monitorização periódica é diferente em cada ano.

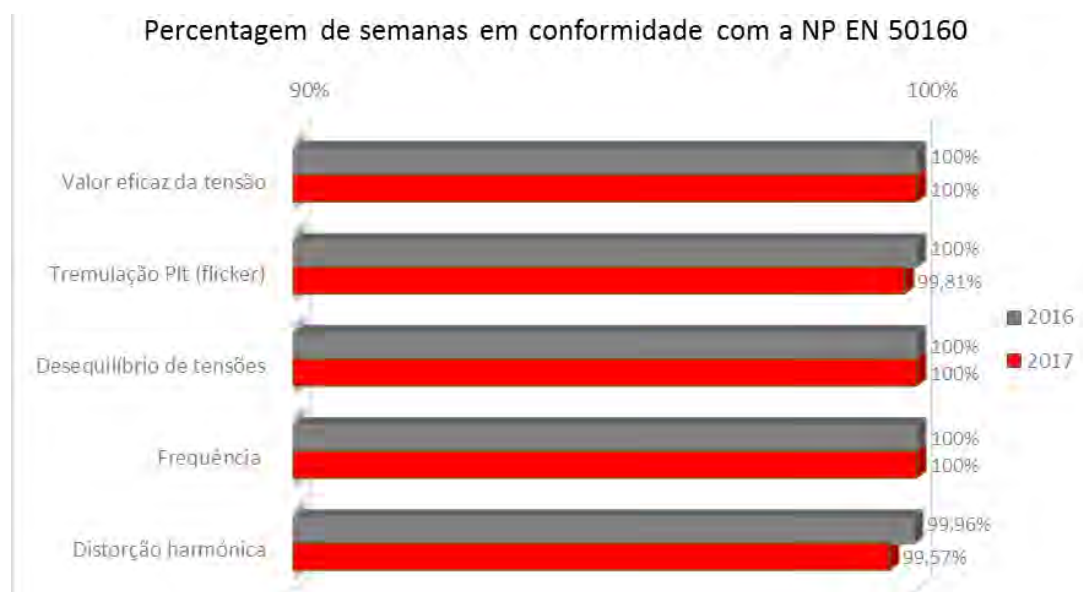


Figura 3.1: Evolução da conformidade de tensão nos barramentos MT no período 2016-2017

Tendo em consideração os eventos de tensão registados, em cada ano, nos barramentos MT monitorizados, apresenta-se seguidamente uma análise de cavas de tensão e sobretensões.

Para esta análise, a caracterização dos eventos foi efetuada segundo o método de agregação polifásica previsto na norma EN 61000-4-30 e agregação temporal de 3 minutos.

Nas tabelas seguintes é apresentado o número médio anual de cavas de tensão e de sobretensões por barramento MT monitorizado, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

Tabela 3.6: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2016

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	49,4	3,3	3,9	0,4	0,0
80 > u ≥ 70	15,6	1,3	1,5	0,1	0,0
70 > u ≥ 40	13,9	2,9	1,6	0,2	0,0
40 > u ≥ 5	3,0	1,5	0,5	0,1	0,0
5 > u	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 3.7: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2017

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	64,8	4,3	3,6	0,4	0,0
80 > u ≥ 70	19,8	1,5	1,4	0,2	0,0
70 > u ≥ 40	16,3	1,6	1,8	0,1	0,0
40 > u ≥ 5	3,8	1,0	0,5	0,0	0,0
5 > u	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Refere-se que cerca de 90%, em 2016, e 93%, em 2017, das cavas de tensão registadas tiveram uma duração inferior ou igual a 200 ms ou uma tensão residual superior ou igual a 80%.

Tabela 3.8: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2016

Tensão de incremento u (%)	Duração t (ms)		
	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
u ≥ 120	0,0	0,0	0,0
120 > u > 110	0,2	0,0	0,0

Tabela 3.9: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2017

Tensão de incremento u (%)	Duração t (ms)		
	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
u ≥ 120	0,1	0,0	0,0
120 > u > 110	0,1	0,0	0,0

Conforme informado nas tabelas salienta-se o número reduzido de sobretensões registadas nos barramentos MT monitorizados.

Todas as novas subestações AT/MT, remodelações de andares MT em subestações existentes, bem como na substituição e renovação de SPCC, terão capacidade de monitorização permanente da QEE. Assim, considerando que até final de 2018 se prevê a intervenção em mais de 7 subestações AT/MT neste âmbito, estará assegurado o cumprimento do disposto no RQS relativamente à monitorização da QEE no início deste PDIRD-E.

As situações não regulamentares identificadas são objeto de análise caso a caso, sendo normalmente resolvidas por ações de configuração da rede e, em determinados casos, pode conduzir à identificação de eventuais necessidades de investimentos a realizar.

## 4. ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DA RND

---

O planeamento das redes de distribuição assegura 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 as boas práticas ambientais. Assegura que a rede satisfaz as exigências regulamentares de variação de tensão e frequência e as restrições técnicas decorrentes da capacidade dos equipamentos e das instalações.

Nesta proposta de PDIRD-E 2018 define-se o desenvolvimento futuro da rede nacional de distribuição em conformidade com as necessidades identificadas no âmbito do planeamento das redes e os objetivos que se pretendem atingir.

A definição da estratégia atendeu:

- À evolução prevista dos consumos e das potências de ponta das instalações;
- Aos níveis de perdas na rede de distribuição;
- Ao desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica;
- À redução das assimetrias de qualidade de serviço técnica entre regiões;
- Às necessidades de renovação dos ativos da rede;
- À redução dos custos operacionais do sistema;
- Ao aumento de inteligência na gestão otimizada da rede.

### 4.1 INVESTIMENTO ESPECÍFICO

O investimento específico é referente aos investimentos diretamente efetuados para desenvolvimento das infraestruturas da rede de distribuição.

Este investimento considera todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis, efetuadas para o desenvolvimento das infraestruturas da rede de distribuição. Para além dos custos primários, consideram-se os encargos diretos que contribuem diretamente para a realização física das obras, os encargos transversais que não concorrem no imediato para realização física da obra e os encargos financeiros.

Ao longo do presente documento os investimentos específicos são apresentados a custos primários. Nas tabelas finais de investimento (capítulo 12.3) são adicionados os restantes encargos, obtendo-se os custos totais.

A estratégia de desenvolvimento da rede definida para o PDIRD-E 2018 teve por base a consideração de diferentes vetores de investimento, com objetivos específicos, e que a seguir se descrevem.

#### 4.1.1 VETORES DE INVESTIMENTO

Os vetores estratégicos de investimento consideram a contribuição dos vários programas de investimento (específico). Os programas integram projetos que contribuem para o mesmo objetivo.

Os projetos de investimento, no geral, têm uma avaliação quantitativa dos benefícios que irão gerar e poderão impactar num ou mais vetores de investimento (e.g. o estabelecimento de uma nova subestação AT/MT em zona de elevado crescimento de cargas tem impacto na segurança de abastecimento, na qualidade de serviço técnica, na eficiência da rede e na eficiência operacional). Como em função da sua motivação os projetos são agrupados por programa de investimento, daí resulta que cada programa possa contribuir para mais do que um vetor de investimento.

Na elaboração desta proposta de PDIRD-E 2018, agora apresentada, foram considerados 5 (cinco) vetores estratégicos de investimento:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional
- Acesso a Novos Serviços

Existem outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rubrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Inv. Obrigatório - Equipamento de Contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

Para relacionar os vetores com os programas de investimento é utilizada uma matriz de contribuição que define o contributo de cada programa para os diferentes vetores, o que permite determinar os investimentos por vetor em função dos montantes alocados a cada programa.

Decorrendo da recomendação da ERSE emitida no PDIRD-E 2014 foi desenvolvido um projeto com o INESC TEC de atualização dos vetores estratégicos do PDIRD e respetiva contribuição dos programas de investimento, tendo sido criado um novo vetor designado Acesso a Novos Serviços.

Assim, foram revistas as contribuições dos programas de investimento para os vetores estratégicos, obtendo-se a relação que se apresenta na tabela seguinte, que foi utilizada na elaboração do PDIRD-E 2016 e mantida neste Plano.



Tabela 4.1: Matriz de Contribuição dos Programas Investimento para os Vetores de Investimento

Programas de Investimento	Contribuição para os Vetores Estratégicos de Investimento					
	Segurança de Abastecimento	Qualidade de Serviço Técnica	Eficiência da Rede	Eficiência Operacional	Acesso a Novos Serviços	Outros
Inv. Obrigatório (excluindo eq. de contagem)	85%	5%	5%	5%		
Inv. Obrigatório (só eq. de contagem)						100%
Desenvolvimento de Rede	20%	30%	45%	5%		
Aquisição de Terrenos para Subestações	20%	30%	45%	5%		
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	7%	80%	6%	7%		
Automação e Telecomando da Rede MT		90%		10%		
Promoção Ambiental						100%
Mitigação do Risco no Oper. de Infraestruturas Críticas						100%
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo		70%		30%		
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		70%		20%	10%	
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	20%	20%	55%	5%		
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	10%	60%	10%	20%		
Beneficiações Extraordinárias	10%	20%	10%	40%		20%
Abertura e Restabelecimento da RSFGC		30%				70%
Ligações aos Operadores de Redes BT	60%	10%	20%	10%		
Programa de Investimento Corrente Urgente	10%	20%	10%	40%		20%
Investimento Inovador		10%		5%	85%	

Para o PDIRD-E 2018 foram analisados três cenários de investimento: cenário 1 - de menor investimento; cenário 2 - cenário intermédio; cenário 3 - de maior investimento.

Para estes diferentes cenários foram definidos objetivos distintos no vetor Qualidade de Serviço Técnica, sendo mais exigentes para o cenário de maior investimento e menos exigentes para o de menor investimento. No vetor Acesso a Novos Serviços, o cenário 3 apresenta, também, objetivos mais exigentes para a rede inteligente. Nos restantes vetores estratégicos os objetivos mantêm-se nos três cenários analisados verificando-se, no entanto, algumas pequenas diferenças nos investimentos respetivos resultantes do impacto dos diferentes investimentos dirigidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica nesses outros vetores.

Nos capítulos 4.1.2 a 4.1.6 são apresentados os objetivos para cada um dos vetores e os níveis de investimento respetivos. Refira-se que, nos vetores Segurança de Abastecimento e Eficiência da Rede, o investimento previsto encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede.

Neste Plano propõe-se a adoção do cenário 2 de investimento (intermédio), conforme descrito e fundamentado no capítulo 4.1.3.2.

No capítulo 7 são descritos os principais investimentos (projetos e subprogramas) considerados neste Plano, em quaisquer dos cenários de investimento. É, ainda, apresentado o seu custo total (a custos primários) e referidas as datas de conclusão, em cada um dos cenários de investimento onde estão incluídos.

No anexo 8 estão incluídas as fichas de caracterização dos principais investimentos considerados no Plano. As fichas são apresentadas a custos totais e com a calendarização adotada no cenário proposto (cenário 2). Nas fichas dos projetos ou subprogramas que apenas

estão incluídos no cenário de maior investimento (cenário 3), é apresentada a calendarização para este cenário.

Nos anexos 11 e 12 estão identificados todos os investimentos previstos em cada um dos cenários.

Seguidamente é apresentada a estratégia definida neste Plano para cada um dos vetores de investimento.

No capítulo 4.1.8 são descritos os *drivers* para alocação de projetos aos programas de investimento.

#### **4.1.2 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO**

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, assegura-se a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.

Teve-se, assim, em consideração o cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RND, incluindo critérios adicionais de reserva a considerar para grandes blocos de carga (ver capítulo 2.1.2).

Para garantir este objetivo a RND deverá ter capacidade compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores, bem como com o abastecimento das redes BT. Garante-se, assim, a ligação de novos clientes e produtores bem como a alimentação dos existentes.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

Após um período de quebra acentuada dos consumos entre 2011 e 2014, verificou-se um crescimento moderado dos consumos a partir de 2015, em consonância com o aumento do PIB, estando refletido nas previsões de crescimento para o período de abrangência do PDIRD-E 2018 (2019-2023).

Na elaboração deste Plano foram considerados três cenários de evolução da procura de eletricidade em Portugal Continental (Inferior, Central e Superior), de acordo com o estudo realizado pela EDP Distribuição e que consta do anexo 10. No capítulo 5 é feita uma análise geral à evolução dos consumos e cargas na RND.

Para este vetor de investimento tomou-se como cenário de referência o cenário central de consumos da EDP Distribuição, que representa uma taxa de crescimento média anual de 1,1% no período 2019 a 2023, prevendo-se neste cenário que a energia distribuída anualmente pela RND atinja em 2023 um valor próximo do máximo histórico atingido em 2010.

De acordo com a recomendação emitida pela ERSE no Parecer ao PDIRD-E 2016, foi efetuado um estudo com o objetivo de identificar as variáveis relevantes e respetivo modelo de

estimação que permitam projetar, ao longo do tempo, a evolução da ponta de uma subestação.

Os resultados dos estudos efetuados até agora não são conclusivos, pelo que se manteve nesta proposta de PDIRD-E 2018 a mesma metodologia utilizada nos PDIRD-E anteriores, ou seja, considerou-se que a taxa de variação da ponta de uma subestação tem um valor igual à taxa de variação dos consumos alimentados pela mesma subestação (ver capítulo 5.5.3)

Os projetos de investimento considerados individualmente apresentam um impacto local, pelo que a unidade relevante para a previsão dos consumos na sua área de influência é o concelho.

Assim, a adequabilidade dos projetos selecionados para o Plano foi verificada com uma análise de sensibilidade para os três cenários de consumo, refletidos a nível concelho (com probabilidade de não excedência de, respetivamente, 33% para o cenário inferior, 50% para o cenário central e 66% para o cenário superior), e tendo em consideração a respetiva área de influência de cada projeto. Complementarmente, foi efetuada uma análise de sensibilidade dos projetos quanto à segurança de abastecimento para um cenário de evolução dos consumos mais do que superior, sendo de 90% a probabilidade de não ser excedido (ver capítulo 2.3.1).

Desta análise verificou-se que, independentemente do cenário de procura considerado, a necessidade de execução dos projetos de segurança de abastecimento a realizar nos três primeiros anos (2019 e 2021) se mantém. Uma vez que a variação entre os cenários não é significativa, para os anos subsequentes (2022-2023) os projetos foram selecionados atendendo-se à previsão do cenário central de consumos (cenário de referência), atendendo a que a elaboração do plano de desenvolvimento e investimento da RND a cada dois anos permitirá reavaliar a sua oportunidade.

Para os projetos analisados para o PDIRD-E 2018<sup>6</sup> foram avaliadas três alternativas de investimento para os projetos estruturantes de segurança de abastecimento. Nas três alternativas consideraram-se os projetos que são coordenados com o ORT, os projetos em curso ou previstos iniciar no PDIRD-E 2016 até ao ano de 2018, e os projetos para garantia de reserva a blocos de carga com ponta de carga superior a 70 MW.

A estas alternativas correspondem diferentes valores de investimento no programa Desenvolvimento de Rede.

- a) Na alternativa de maior investimento, considerou-se a eliminação de potência não garantida em ambos os regimes (N e N-1), correspondendo a um investimento de 44,4M€ no programa Desenvolvimento de Rede no período.
- b) Na alternativa de menor investimento, no final do Plano prevê-se potência não garantida em regime N de 11MW, enquanto que em regime N-1 se prevê uma potência

---

<sup>6</sup> Valores de potência não garantida não simultânea para a totalidade da RND.

não garantida de 133MW, correspondendo a um investimento de 14M€ no programa Desenvolvimento de Rede no período.

- c) Na alternativa intermédia, no final do Plano não se prevê a existência de potência não garantida em regime N, enquanto que em regime N-1 se prevê uma potência não garantida de 83MW, correspondendo a um investimento de 25,5M€ no programa Desenvolvimento de Rede no mesmo período.

No presente Plano optou-se pela alternativa c) dando, assim, resposta aos padrões de segurança para planeamento, uma vez que esta não prevê a ocorrência de potência não garantida em regime N. Por outro lado, assumiu-se algum risco de não garantia de potência em regime N-1, tendo em conta que a sua probabilidade de ocorrência é inferior a 10%, correspondente ao grau de confiança considerado de 90%, o risco associado considera-se negligenciável.

Os níveis moderados de crescimento dos consumos considerados para este Plano levaram a que, no âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, apenas estejam previstos os investimentos necessários para garantir os padrões de segurança de planeamento e para assegurar a não ocorrência de potência não garantida em regime normal de exploração com um elevado grau de confiança.

Deste modo, serão efetuados os reforços na rede necessários para resolver situações identificadas de utilização previstas das instalações acima dos valores de referência definidos para a rede em regime normal de funcionamento (90% da potência instalada em subestações e 70% da capacidade nominal das linhas). No capítulo 3 efetua-se uma análise à utilização da rede antes do início do período deste Plano. Os níveis de utilização das principais instalações podem ser consultados nos anexos 2, 3,4 e 5.

Estes reforços na rede poderão passar pela instalação de novas subestações ou reforços de potência em subestações existentes, ou pela implementação de medidas mitigadoras de reforço da rede MT que permitam adiar a instalação de potência de transformação, de acordo com a melhor solução técnica e económica.

Adicionalmente, atendendo ao impacto no fornecimento de energia resultante da avaria de um transformador de potência AT/MT, podendo traduzir-se na interrupção de fornecimento de energia a um elevado número de consumidores e normalmente com tempos de reparação longos, previu-se a necessidade de existência de uma reserva global de transformadores. De acordo com o estudo efetuado pela EDP Distribuição neste âmbito para PDIRD-E anteriores, foi identificada a necessidade de ter 17 transformadores de reserva. No presente PDIRD-E 2018 prevê-se concluir este plano de reserva de transformadores AT/MT, com a aquisição do último transformador de potência previsto. O investimento associado a este subprograma encontra-se caracterizado no capítulo 7.3.1, sendo detalhado na ficha incluída no anexo 8.

## **Garantia de alimentação às capitais de distrito**

Face à importância da garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A), devido à concentração de serviços prioritários, foi definido o objetivo de garantir a alimentação dos consumos, mesmo na situação de indisponibilidade total de uma subestação AT/MT. Esta ação destina-se a ultrapassar situações de carência após incidentes graves em subestações, como incêndios, que, não sendo frequentes, provocam constrangimentos significativos.

Deste objetivo resulta que as capitais de distrito devam ser alimentadas, pelo menos, por duas subestações distintas. Atualmente, não cumprem este critério as alimentações das cidades de Beja, Bragança e Portalegre.

Existe ainda o caso particular de Castelo Branco, onde uma parte da rede MT é alimentada a 6 kV, por uma única subestação. Embora exista uma 2ª subestação em Castelo Branco, esta não tem o nível de tensão para socorrer esta rede. Em função das oportunidades de intervenção que vão surgindo, vem-se procedendo à progressiva conversão da rede para a tensão de 30 kV, prevendo-se a completa desativação da subestação 60/6 kV em 2019.

Neste Plano será dada continuidade à concretização deste objetivo, prevendo-se a construção no período do PDIRD-E 2018 da subestação 60/15 kV do Parque Industrial de Beja, para garantia do abastecimento à capital do distrito de Beja.

Na sequência do projeto de reforço de potência da subestação de Alpalhão, concluído em 2017, as condições de recurso à capital do distrito de Portalegre melhoraram significativamente, sendo agora a alimentação dos consumos da cidade garantidos no caso de falha total da subestação de São Vicente, até ao final de 2023.

Fica a faltar a 2ª subestação para a capital do distrito de Bragança. Tendo em conta a baixa valia económica do projeto, este não foi incluído no PDIRD-E 2018, sendo reavaliada a sua oportunidade em próximos planos.

Foi atualizada a análise da rede que alimenta cada capital de distrito para o caso da falha total do barramento MT nas subestações AT/MT. A estimativa das cargas nas capitais de distrito que não se conseguem alimentar na indisponibilidade do barramento MT de uma subestação, embora com garantia de alimentação com reserva N-1, é apresentada no anexo 6, para os anos de 2018, 2020 e 2023. Esta potência não garantida resulta geralmente dos consumos monoalimentados, das configurações particulares da rede MT, em que as interligações se estabelecem na mesma subestação, e da insuficiência de potência de transformação em algumas subestações para socorro da subestação em falha.

No período 2019-2023, são 4 as subestações previstas que deixam de ter potência não garantida à sua falha. Continuam a desenvolver-se estudos com o objetivo de criar projetos para mitigar os casos de potência não garantida, que serão realizados ponderando a sua racionalidade económica.

## Monetização de Benefícios

Atendendo-se às recomendações obtidas em prévias edições de PDIRD-E, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi desenvolvido um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores, e cujo sumário executivo se apresenta no anexo 9.B.

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, os resultados apresentados neste estudo, e para os três cenários de evolução da procura, apontam que os níveis de investimento são inferiores aos custos que poderiam advir da não resolução de potência cortada em transformadores de potência AT/MT.

Assim, atendendo às conclusões obtidas no estudo, conciliadas com uma previsão de crescimento moderado de consumos para o período deste Plano, os valores de investimento considerados neste PDIRD-E 2018 para o vetor Segurança de Abastecimento encontram-se em valores quase mínimos, mantendo-se adequados às necessidades no vetor.

No capítulo 8 é efetuada uma análise à utilização da rede prevista após conclusão do Plano 2019-2023. Os níveis de utilização das principais instalações previstos no final do período podem ser consultados nos anexos 2, 3 e 4.

Em seguida são destacados os principais contributos dos programas mais direcionados para o vetor Segurança de Abastecimento.

- **Programa Investimento Obrigatório (excluindo equipamento de contagem)**

Os investimentos realizados neste âmbito garantem a ligação de novos clientes e produtores através da expansão e reforço da RND, contribuindo assim para a segurança de abastecimento.

- **Programa Desenvolvimento de Rede**

Os projetos incluídos neste programa suportam a expansão da rede de AT e MT garantindo a alimentação das cargas e dando resposta a situações de utilizações elevadas que previsivelmente venham a ocorrer no curto ou médio prazo, em conformidade com os padrões de segurança para planeamento. Inclui, ainda, os projetos que apresentam risco de potência não garantida em regime normal de exploração para a rede em estudo, considerando o cenário de evolução de consumos mais do que superior, com reduzida probabilidade de não excedência (grau de confiança de 90%). Contribuem, desta forma, para a segurança de abastecimento.

No âmbito deste programa, foi criado um subprograma específico para os projetos de constituição de reserva a grandes blocos de carga, e que a seguir se descreve.

## **Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D**

No âmbito da segurança de abastecimento foi desenvolvido um estudo pela EDP Distribuição com o objetivo de avaliar o impacto da aplicação dos critérios de planeamento definidos pela Norma Inglesa ER P2/6 – OFGEN ao caso da RND.

Neste estudo, atendeu-se aos Padrões de Segurança para Planeamento da Rede Nacional de Transporte do regulamento da rede de transporte (RRT) que definem que as cargas monoalimentadas “antenas” ou casos equivalentes de ligações em “T” deverão ter um limite máximo de ponta de 70 MW. Em consonância, adotou-se este pressuposto, e estabeleceram-se critérios de planeamento para a alimentação de grandes blocos de carga (potência de ponta superior a 70MW), os quais se baseiam também na norma inglesa ER P2/6 - Ofgem, que a seguir se definem:

- em N-1 instantâneo (falha de um circuito) a mínima carga alimentada deverá ser o bloco de carga menos 20MW;
- para instalações que alimentem uma carga superior a 70MW, deverá existir interbarras AT e proteção diferencial de barramento AT seletiva, de forma a evitar o deslastre total de elevados valores de carga.

Para este Plano foram identificadas as situações que não cumprem os critérios definidos e identificadas soluções para ultrapassar os constrangimentos. Assim, pretende-se investir no reforço de condutores das linhas AT nos casos em que em regime N-1 ocorrem sobrecargas que provocam o deslastre das linhas, e em novo circuito paralelo no caso das linhas AT sem recurso; nas instalações pretende-se investir em interbarras AT, caso não existam, e em proteções diferenciais AT de barramento seletivas.

O investimento associado a este subprograma encontra-se detalhado no anexo 8 (Ficha nº 3).

- **Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT**

A substituição de ativos com desempenho considerado não adequado por ativos novos, ou a sua reabilitação, permite assegurar o bom funcionamento da rede e contribui para a segurança de abastecimento.

A evolução do investimento no vetor Segurança de Abastecimento, realizado no período 2014-2017 e o previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na figura 4.1.

O investimento previsto nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o vetor Segurança de Abastecimento encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede, mantendo-se os mesmos objetivos para este vetor nos três cenários de investimento analisados.

Verificam-se, no entanto, algumas pequenas diferenças nos valores de investimento do vetor nos três cenários, resultantes do impacto dos investimentos dirigidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica neste vetor. Tendo em consideração que essas diferenças são desprezáveis,

apresenta-se apenas o gráfico correspondente ao cenário 2 de investimento, que é proposto neste Plano.

No capítulo 12.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa em cada cenário.

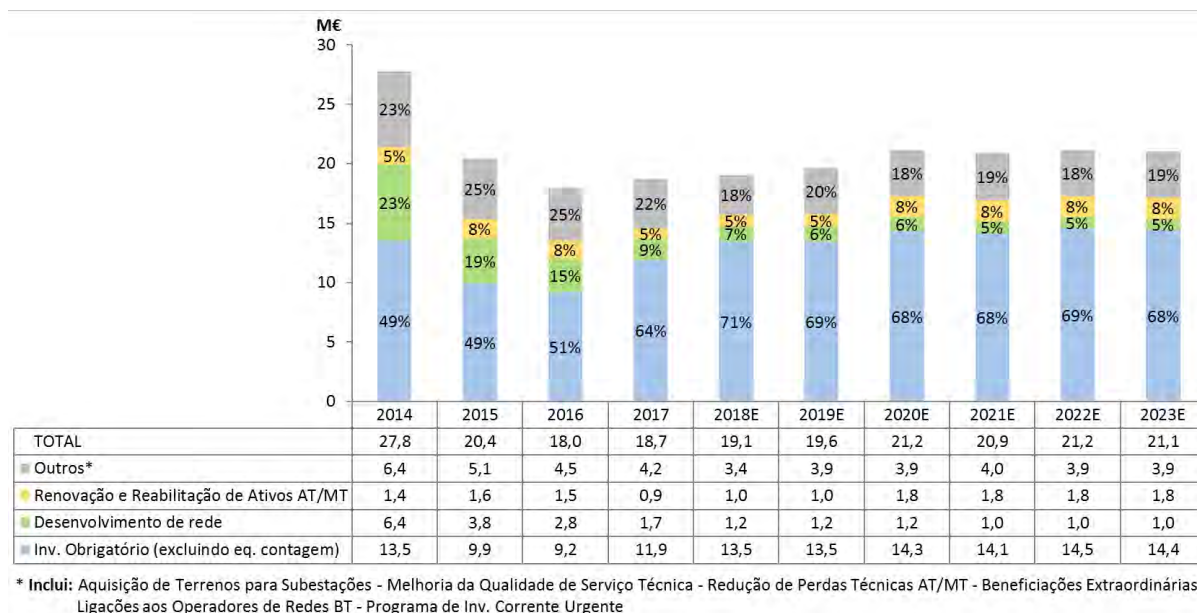


Figura 4.1: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Segurança de Abastecimento, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a segurança de abastecimento é negligenciável.

### 4.1.3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

No âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, procura-se a melhoria da qualidade de serviço com enfoque na redução das assimetrias e no aumento da resiliência da rede.

Garante-se o cumprimento dos objetivos de QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS).

Para tal o investimento é essencialmente dirigido para:

- Não degradar significativamente a qualidade de serviço técnica global;
- Reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnica;
- Aumentar a resiliência das redes aéreas em zonas mais expostas a eventos meteorológicos excecionais;
- Melhorar a continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos;
- Melhorar as redes de alimentação a pontos de entrega com pior qualidade de serviço;
- Renovar os ativos da rede para assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço;
- Reduzir o nº. de interrupções breves;



- Assegurar a qualidade da onda de tensão.

Assim, neste Plano tem-se como objetivo para os próximos anos não piorar significativamente os indicadores de qualidade de serviço técnica na RND, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação nas zonas melhor servidas.

#### **4.1.3.1 Histórico de Evolução dos Indicadores Gerais de QST**

Em seguida efetua-se uma análise ao desempenho da EDP Distribuição, em termos de Qualidade de Serviço Técnica (QST), caracterizada através dos seus indicadores gerais, com base nos valores registados no período 2013-2017.

O cálculo dos indicadores atendeu aos requisitos do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (Regulamento n.º 455/2013 da ERSE, publicado em Diário da República, 2ª série, N.º 232 de 29 de novembro de 2013), em vigor no ano de 2017.

Assim, para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço, são consideradas as interrupções breves (de 1 segundo a 3 minutos) e as interrupções de longa duração (superiores a 3 minutos).

O cálculo dos indicadores considera todas as interrupções que afetem os PdE, independentemente da origem, excluindo aquelas que com origem em instalação do cliente não interrompam outros clientes, em conformidade com o disposto no n.º.2 e n.º.3 do artigo 20 do RQS.

Os indicadores gerais considerados foram:

- TIEPI MT – Tempo de interrupção equivalente da potência instalada em MT referente a interrupções longas (minutos);
- SAIDI MT – Duração média das interrupções longas do sistema na rede MT (minutos/PdE);
- END MT – Energia não distribuída nos PdE devida a interrupções longas (MWh);
- SAIFI MT – Frequência média das interrupções longas do sistema na rede MT (interrupções/ PdE);
- MAIFI MT – Frequência média das interrupções breves no sistema na rede MT (interrupções/ PdE).

São também apresentados os indicadores por zonas geográficas, conforme o disposto no artigo 17.º do RQS classificadas no procedimento n.º.1 do MPQS, que define três zonas geográficas (zonas A, B e C), sendo as localidades classificadas como zona A aquelas a que corresponde o nível de qualidade de serviço mais exigente e as localidades classificadas como zona C aquelas a que corresponde o nível de qualidade de serviço menos exigente.

O desempenho da rede, no período 2013 a 2017, caracterizado através dos indicadores gerais de continuidade de serviço, é apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Indicadores gerais de continuidade de serviço, 2013 a 2017

Indicador	2013		2014		2015		2016		2017	
	Sem Exclusões	Com Exclusões	Sem Exclusões	Com Exclusões	Sem Exclusões	Com Exclusões	Sem Exclusões	Com Exclusões	Sem Exclusões	Com Exclusões
TIEPI MT (min.)	198,34	70,00	78,21	59,85	60,35	52,65	59,05	49,98	100,62	50,29
SAIDI MT (min/PdE)	293,21	104,61	118,21	87,71	86,68	74,45	87,81	71,36	172,45	71,49
END MT (MWh)	14.113	4.744	5.345	4.064	4.051	3.538	4.078	3.421	6.994	3.478
SAIFI MT (Int.Longas/PdE)	3,36	2,00	2,33	1,84	1,77	1,63	1,94	1,68	2,35	1,55
MAIFI MT (Int.Breves/PdE)	15,14	13,0	13,25	13,06	10,4	10,2	10,6	10,4	11,5	9,1

Nota: os valores de 2017, ainda são provisórios.

Nos anos identificados na tabela verificaram-se eventos meteorológicos excepcionais que afetaram Portugal Continental de forma significativa. Os indicadores apresentados na tabela permitem avaliar o impacto desses efeitos, e que se descrevem:

- Em 2013, os relacionados com a tempestade Gong, que se verificaram nos dias 19 a 21 de janeiro e que afetaram as regiões Norte, Porto e Lisboa e, nos dias 19 a 24 de janeiro, as regiões Centro do País.
- Em 2014, os relacionados com a tempestade Stephanie, que se verificaram entre a tarde de 9 de fevereiro e a manhã de 10 de fevereiro e que afetaram todo o território continental.
- Em 2015, os relacionados com as intempéries nos dias 17 e 18 de outubro, que afetaram os distritos de Leiria, Lisboa e Santarém e, nos dias 1 e 2 de novembro, que afetaram os distritos de Beja e Faro.
- Em 2016, os relacionados com as intempéries dos dias 10 e 11 de janeiro de 2016, que afetaram o Norte do País, e o temporal dos dias 14 e 15 de fevereiro de 2016, que afetou praticamente todo o território continental.
- Em 2017, os relacionados com a tempestade Dóris, que se verificaram nos dias 2 a 5 de fevereiro e que afetaram todo o território, os incêndios de Pedrogão Grande nos dias 17 a 20 de junho que afetaram a região centro e nos dias 15 a 24 de outubro que afetaram as regiões norte e centro, e a tempestade Ana nos dias 10 e 11 de dezembro que afetou todo o território continental.

Nas figuras seguintes representa-se a evolução dos indicadores SAIDI MT e TIEPI MT no período 2013 a 2017 para todas as interrupções de fornecimento de longa duração com origem na rede de distribuição e considerando o contributo de todos os eventos excecionais.

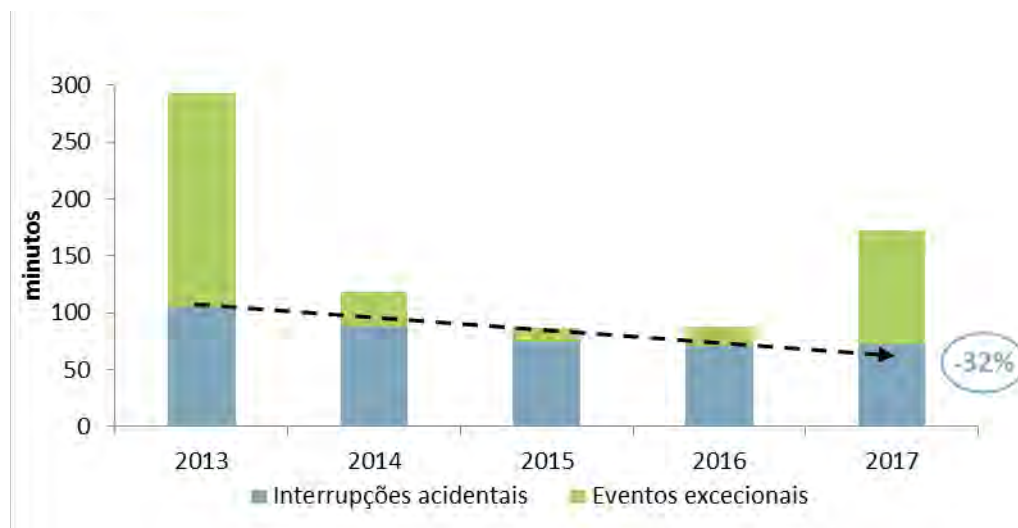


Figura 4.2: Evolução do indicador SAIDI MT, 2013-2017<sup>7</sup>

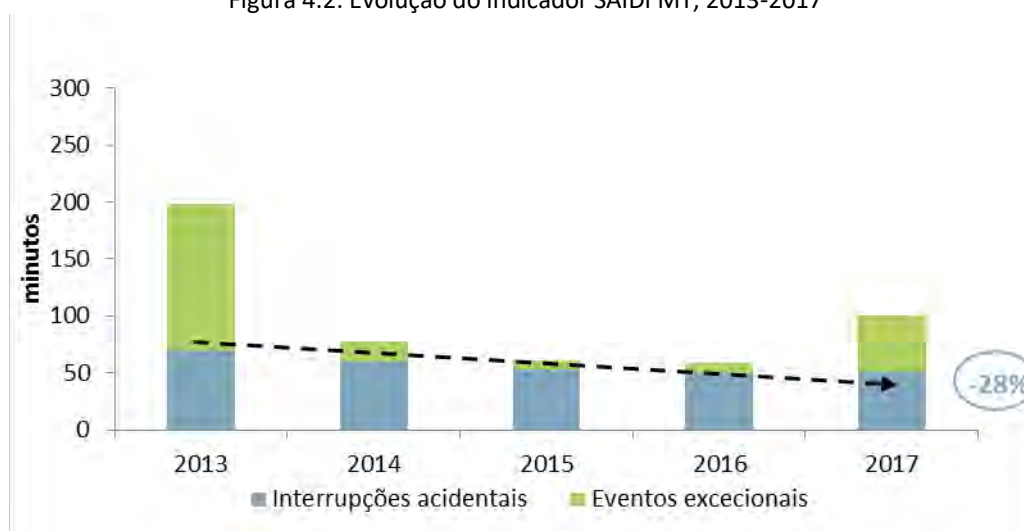


Figura 4.3: Evolução do indicador TIEPI MT, 2013-2017<sup>8</sup>

Da análise das Figura 4.2 e Figura 4.3 verifica-se que, excluído o impacto dos eventos excecionais, os valores de SAIDI MT e os de TIEPI MT sofreram uma redução de 32% e 28%, respetivamente, face aos valores registados em 2013. Nos últimos três anos verifica-se uma tendência de manutenção destes indicadores.

<sup>7, 8</sup> Os valores de SAIDI e TIE em 2017, ainda são provisórios

A tabela 4.3 apresenta os indicadores de continuidade de serviço, SAIDI MT e SAIFI MT, referentes às três zonas geográficas de qualidade de serviço (zonas A, B e C) excluindo o impacto dos eventos excepcionais, no período 2013 a 2017.

Tabela 4.3: Indicadores gerais de continuidade de serviço por zona geográfica, 2013-2017

Indicador geral	Zona geográfica	Padrão	Acumulado Ano				
			2013	2014	2015	2016	2017
SAIDI MT (horas/PdE)	A	3	0,60	0,49	0,57	0,56	0,46
	B	4	1,19	1,03	0,98	0,88	0,83
	C	7	2,16	1,80	1,46	1,41	1,45
SAIFI MT (interrupções/PdE)	A	3	0,87	0,81	0,69	0,96	0,77
	B	5	1,49	1,33	1,26	1,27	1,20
	C	7	2,40	2,20	1,93	1,96	1,82

Nota: os valores de 2017 são ainda provisórios.

A análise da tabela permite verificar que, no período considerado, para os indicadores SAIDI MT e SAIFI MT, foram integralmente cumpridos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos na Diretiva n.º20/2013 (Parâmetro de Regulação da Qualidade de Serviço do setor elétrico), para as diferentes zonas de qualidade de serviço de Portugal Continental.

#### 4.1.3.2 Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica da RND

A Entidade Reguladora estabelece mecanismos de incentivo à melhoria de qualidade de serviço, afetando os proveitos da atividade do operador da rede de distribuição (ORD).

O incentivo à melhoria da qualidade de serviço, previsto no artigo 22.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (Regulamento n.º629/2017 da ERSE, publicado em Diário da República, 2ª série, n.º 243 de 20 de dezembro de 2017) e é designado por incentivo à melhoria da continuidade de serviço. A forma de cálculo do mecanismo de incentivo é estabelecida no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço e os parâmetros de cálculo estão publicados na diretiva da ERSE n.º10/2017.

O cálculo do incentivo atende aos parâmetros de regulação com base na END e no SAIDI MT e o mecanismo tem um duplo objetivo, de promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica e de incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos.

Na definição da estratégia para melhoria de qualidade de serviço do presente Plano teve-se em consideração este mecanismo, tendo-se como objetivo manter a qualidade de serviço global na zona de incentivos.

A recuperação da qualidade de serviço técnica na RND registada nos últimos anos, e em conformidade com os objetivos definidos pela Entidade Reguladora, tem permitido atingir a zona de incentivo. No último triénio, regista-se uma tendência de manutenção da qualidade de serviço. Por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço, será necessário investir em renovação de ativos, procurando contrariar o envelhecimento dos elementos constitutivos da rede.

Em conformidade com os objetivos estratégicos definidos neste Plano para o vetor Qualidade de Serviço Técnica, foram estimadas as necessidades de investimento necessárias para

garantir a qualidade de serviço da rede com base num modelo desenvolvido com o INESC TEC para o PDIRD-E 2016. Este modelo foi revisto para a elaboração do presente PDIRD-E 2018, com objetivo de validar as metodologias utilizadas e, paralelamente, desenvolver uma metodologia que permita a monetização dos benefícios dos investimentos no vetor.

Este modelo atende a um racional que considera que o desempenho da rede depende de três componentes: (i) da degradação dos elementos da RND, que pode ser contrariada pela realização de investimento direto na rede; (ii) dos trânsitos de potência que neles circulam; (iii) e da exposição a fatores externos, relacionados com o meio envolvente e com as condições atmosféricas.

A monetização dos benefícios dos investimentos no vetor QST é feita com base no conceito do impacto do não investimento na RND num horizonte temporal de 30 anos. Este índice será estimado através da relação do mesmo com os índices SAIDI MT, TIEPI MT e SAIFI MT.

Tendo presente a importância atribuída à continuidade do fornecimento de energia elétrica com as características técnicas adequadas, bem como a racionalidade dos investimentos e, ainda, a perspetiva moderada para a evolução dos consumos adotada neste Plano, foram analisados três cenários de investimento para esta proposta de PDIRD-E 2018 que se distinguem, essencialmente, pelos objetivos fixados no âmbito do vetor da Qualidade de Serviço Técnica.

### **Cenários de Investimento Estudados**

Os cenários de investimento analisados tiveram por base a continuidade da estratégia de redução das assimetrias de QST e foram definidos numa perspetiva de manutenção ou degradação controlada dos níveis atuais de qualidade de serviço global, mantendo-se dentro da zona de incentivo da qualidade de serviço.

Assim, os três cenários que se apresentam neste Plano atendem ao descrito:

#### Cenário 1

Objetivos:

- Degradação da Qualidade de Serviço Técnica global esperada (6min. para NC=50%)
- Redução das assimetrias entre regiões, melhorando as zonas pior servidas mas admitindo degradação nas melhor servidas

Neste cenário o investimento no vetor da Qualidade de Serviço Técnica é orientado para o objetivo de melhorar as zonas pior servidas, com degradação nas melhores zonas, resultando numa degradação da qualidade de serviço técnica global.

Para este cenário estima-se um investimento médio anual nas redes AT/MT de 30,6M€, inferior (em cerca de 20%) ao nível de investimento médio anual, no vetor da Qualidade de Serviço Técnica, previsto na proposta final do PDIRD-E 2016.

Os valores previstos para o SAIDI MT, no período 2017-2024, deverão situar-se na banda de incerteza apresentada na figura seguinte.

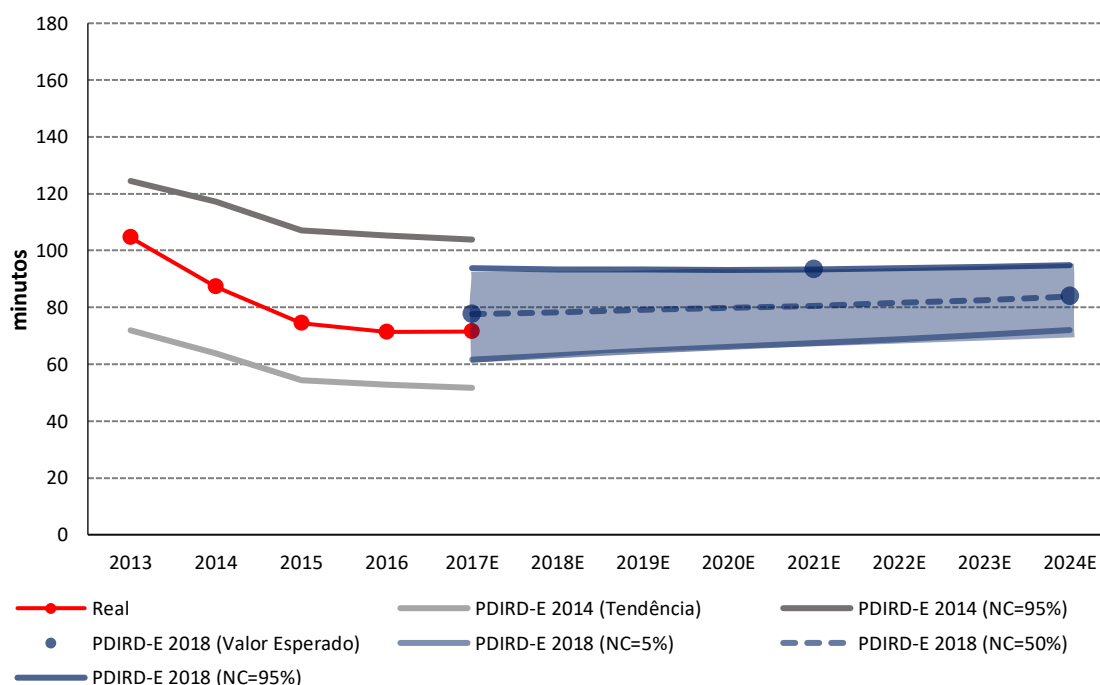


Figura 4.4: Evolução do indicador SAIDI MT em 2013-2016 e previsão 2017-2024 (cenário 1)<sup>9</sup>

Por análise do gráfico, verifica-se que o modelo de previsão conduz a um estreitamento da banda de incerteza ao longo do período deste Plano, devido ao aumento esperado da resiliência da rede às condições atmosféricas mais extremas.

Para o cenário 1 (de menor investimento) o valor de SAIDI MT previsto atingirá em 2024 o valor de 83,8 minutos com um grau de confiança de 50%, refletindo uma degradação em 6 minutos do nível global da qualidade de serviço técnica esperada da RND relativamente aos níveis atuais, i.e., comparativamente com o valor de 2017 estimado pelo modelo, que se situa em 77,6 minutos para o mesmo grau de confiança.

Mantém-se o objetivo de redução das assimetrias de QST. Tal deverá ser conseguido através de uma melhoria nas piores zonas e de uma degradação nas melhores servidas.

## Cenário 2

Objetivos:

- Degradação da Qualidade de Serviço Técnica global esperada (3,5min. para NC=50%)

<sup>9</sup> O valor de SAIDI MT em 2017 ainda é provisório.

- Redução das assimetrias entre regiões, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhor servidas

Neste cenário, o investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica é orientado para a redução das assimetrias existentes entre regiões, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhores, atenuando-se desta forma as assimetrias existentes. No entanto, prevê-se que a redução de assimetrias não seja suficiente para compensar a degradação da qualidade de serviço global esperada.

Para este cenário estima-se um investimento médio anual nas redes AT/MT de 35,7M€, próximo do nível de investimento médio anual, no vetor da Qualidade de Serviço Técnica, previsto na proposta final do PDIRD-E 2016.

Os valores previstos para o SAIDI MT, no período 2017-2024, deverão situar-se na banda de incerteza apresentada na figura seguinte.

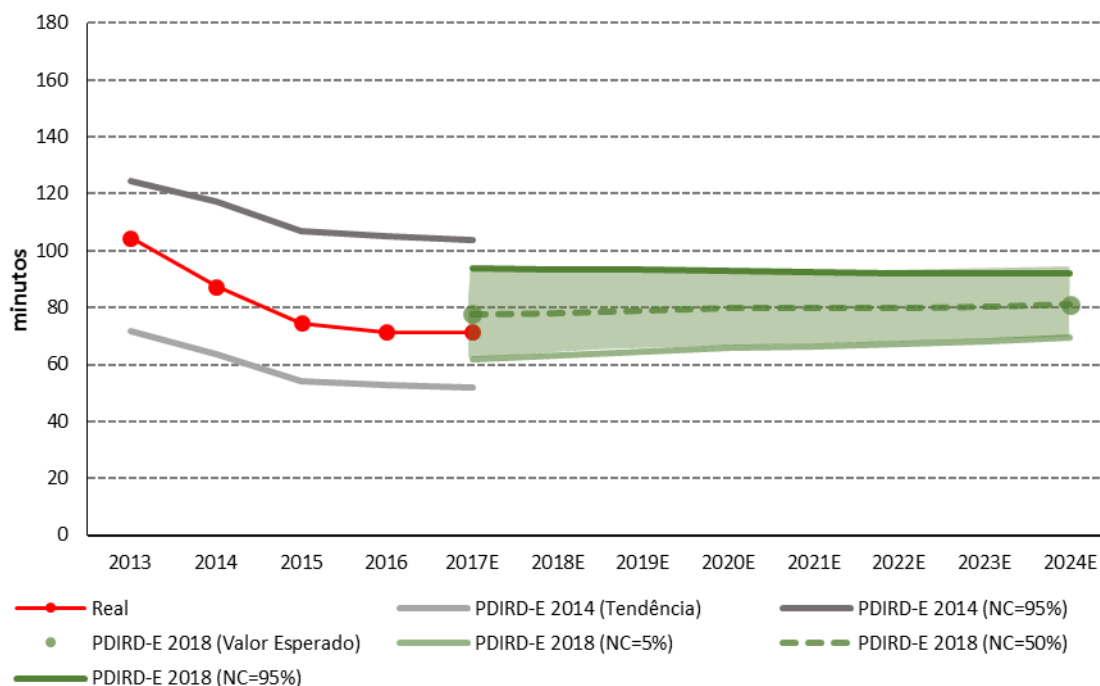


Figura 4.5: Evolução do indicador SAIDI MT em 2013-2016 e previsão 2017-2024 (cenário 2)<sup>10</sup>

Para o cenário 2 de investimento (intermédio) o valor de SAIDI MT previsto atingir em 2024 é de 81,1 minutos com um grau de confiança de 50%, refletindo uma degradação de 3,5 minutos do nível global da qualidade de serviço técnica esperada da RND relativamente aos níveis atuais (o valor de 2017 estimado pelo modelo, para o mesmo grau de confiança, é de 77,6 minutos).

<sup>10</sup> O valor de SAIDI MT em 2017 ainda é provisório.

Mantém-se o objetivo de redução das assimetrias de QST, que deverá ser conseguido através de uma recuperação nas zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhor servidas.

Assim, neste cenário, o risco de degradação das melhores zonas é considerado aceitável.

### Cenário 3

Objetivos:

- Manutenção da Qualidade de Serviço Técnica global esperada
- Redução das assimetrias entre regiões, melhorando as zonas pior servidas e com menor risco de degradação da melhor servidas (do que no cenário 2)

Neste cenário, o investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica é orientado para a manutenção dos níveis atuais da qualidade de serviço global, melhorando as zonas de pior qualidade de serviço e com um menor risco de degradação das melhores zonas, atenuando-se desta forma as assimetrias existentes. Para este cenário estima-se um investimento médio anual nas redes AT/MT de 43,5M€, superior (em cerca de 20%) ao nível de investimento médio anual, no vetor da Qualidade de Serviço Técnica, previsto na proposta final do PDIRD-E 2016.

Os valores previstos para o SAIDI MT, no período 2017-2024, deverão situar-se na banda de incerteza apresentada na figura seguinte.

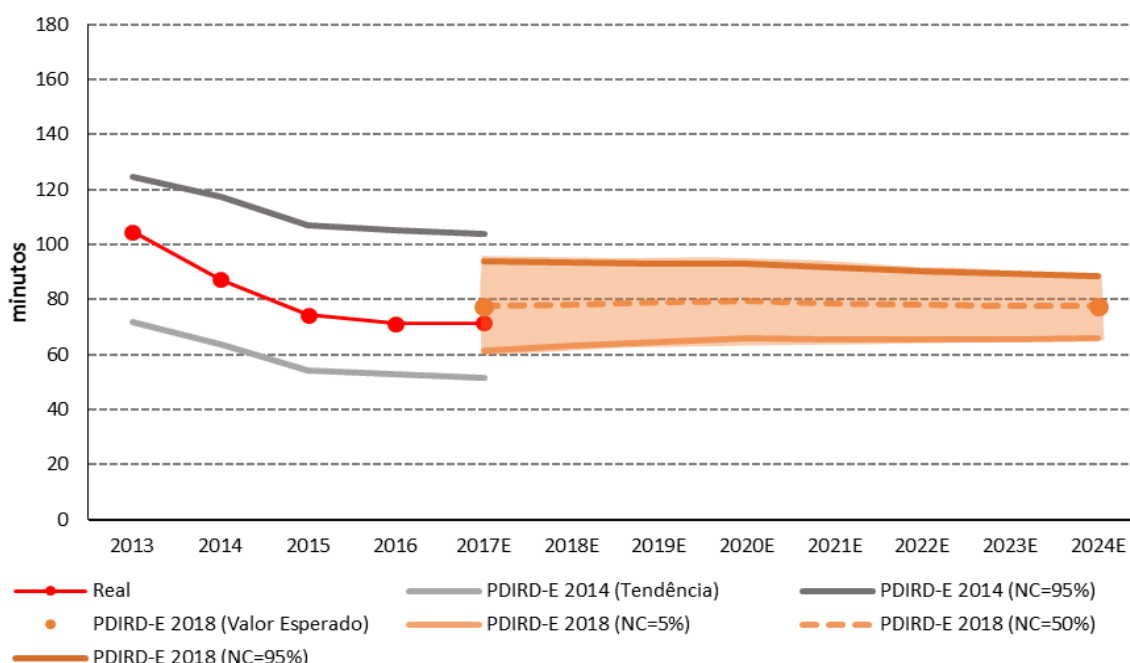


Figura 4.6: Evolução do indicador SAIDI MT em 2013-2016 e previsão 2018-2024 (cenário 3)<sup>11</sup>

<sup>11</sup> O valor de SAIDI MT em 2017 ainda é provisório.



Neste cenário de maior investimento (cenário 3), espera-se manter em 2024 o valor de SAIDI MT nos níveis atuais, ou seja, 77,6 minutos (valor estimado pelo modelo para 2017 e para um grau de confiança de 50%).

Neste cenário, existe um menor risco de degradação da qualidade de serviço nas melhores zonas de qualidade de serviço, uma vez que mesmo para níveis de confiança mais baixos a degradação da qualidade de serviço global é menos significativa.

Mantém-se o objetivo de redução das assimetrias de QST, o que deverá ser conseguido através de uma recuperação nas zonas pior servidas e com um menor risco de degradação das melhores zonas.

### **Cenário de investimento proposto**

A definição dos objetivos de QST deverá ter em consideração as recomendações da ERSE e as expectativas dos diversos *stakeholders*, a evolução da conjuntura macroeconómica, a racionalidade económica dos investimentos e o nível de risco associado ao grau de confiança no alcance dos objetivos.

Apesar de existirem alguns sinais de recuperação da conjuntura, esta apresenta ainda vulnerabilidades que implicam alguma incerteza, recomendando a adoção de um cenário de investimento prudente.

Assim, dos três cenários de investimento analisados, é proposta a adoção do cenário 2 (intermédio), por ser o que melhor garante a eficiência dos investimentos que dão resposta aos seguintes objetivos:

- Garantir que, mesmo para cenários mais pessimistas de crescimento do consumo, não se verifique um contributo para o agravamento da tarifa;
- Prosseguir com o plano de redução de assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhor servidas;
- Manter a qualidade de serviço global dentro da zona de incentivos à melhoria da qualidade de serviço.

O risco de uma eventual degradação nos níveis atuais de continuidade de serviço, associado a este cenário, será controlado pela monitorização do desempenho das redes e pela elaboração, a cada dois anos, do plano de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição (PDIRD-E) permitindo reavaliar os objetivos e a adequação dos investimentos previstos.

### **Considerações Gerais**

Nos cenários descritos apresentaram-se os valores de evolução previstos para o indicador SAIDI MT. Relativamente ao indicador TIEPI MT, uma vez que este possui uma forte correlação com o indicador SAIDI MT, a tendência de evolução é semelhante à descrita para o indicador SAIDI MT.

O atual mecanismo de incentivo à QST previsto no RQS, na sua componente 1, relaciona a END com o indicador TIEPI MT. No cenário de investimento proposto (cenário 2) existe o risco de degradação deste indicador, sendo negligenciável o risco de sair da zona de incentivo.

No que se refere à componente 2 deste mecanismo, relativa à continuidade de fornecimento dos clientes pior servidos, nesta proposta de PDIRD-E 2018 o risco de sair da zona de incentivo é negligenciável.

Os investimentos realizados nos últimos anos na melhoria da continuidade do fornecimento de energia conduziram a uma redução nos indicadores SAIFI MT e MAIFI MT, não considerando os eventos excepcionais, de 23% e 30%, respetivamente, no período 2013-2017 (nota: os valores de 2017 são ainda provisórios). Embora exista dificuldade em valorizar economicamente investimentos explicitamente orientados para a melhoria destes indicadores, já que não são objeto de um mecanismo de incentivo específico, reconhece-se, no entanto, o seu impacto para o cliente final.

Assim, no sentido de continuar a corresponder às expectativas dos clientes, a EDP Distribuição tem como objetivo não degradar significativamente estes indicadores, através da realização de investimentos em programas que genericamente contribuem para a QST, assim como através de investimentos especificamente direcionados para redes identificadas como mais vulneráveis a interrupções.

Relativamente à qualidade da onda de tensão, eventuais inconformidades com o RQS identificadas através da monitorização das instalações são objeto de análise caso a caso. Estas situações têm sido resolvidas por ações de configuração da rede e pela realização de pequenos investimentos recorrendo ao programa de investimento corrente urgente.

Considerando que, decorrente da monitorização realizada, o número de situações de inconformidade atualmente identificadas não é significativo, continua a não se justificar a existência de um programa específico para a sua regularização.

Atendendo-se ao estudo desenvolvido pelo INESC TEC (anexo 9), com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar no vetor Qualidade de Serviço Técnica, os resultados obtidos para o cenário recomendado (cenário 2) apontam que os benefícios quantificados, acumulados ao longo do horizonte do estudo (30 anos), ultrapassam o investimento que se prevê realizar no período 2019-2023 neste vetor.

Destaca-se que a quantificação dos benefícios não incluiu os benefícios relacionados com a redução de assimetrias de qualidade de serviço técnica entre zonas, dado a sua valorização em termos monetários ser complexa, mas esta redução de assimetrias é diferenciadora nos objetivos estratégicos deste Plano.

Em seguida são destacados os programas de investimento especificamente direcionados para os objetivos de melhoria da qualidade de serviço técnica.

- **Programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica**

No âmbito deste programa os projetos foram agrupados em subprogramas com objetivos específicos, e que a seguir se descrevem.

- a) Garantia N-1 às Sedes de Concelho**

Conforme descrito em anteriores edições de PDIRD-E este subprograma tem como objetivo garantir a reserva N-1 às sedes de concelho.

Verifica-se que há sedes de concelho em que o abastecimento não é totalmente garantido na falha de um dos elementos da rede (linha MT, linha AT, subestação). Nesta situação não está garantida a reserva N-1 da sua alimentação, existindo o risco de terem interrupções cuja duração será a necessária para a reparação da avaria, podendo durar muitas horas.

No PDIRD-E 2014 e PDIRD-E 2016 previu-se concluir até 2019 os projetos que garantem pelo menos a reserva N-1 para a falha de uma linha MT ou AT. Incluíram-se, também, os projetos economicamente mais interessantes para o indicador custo de redução de TIEPI MT (€/min). Refira-se que alguns dos projetos podem resolver mais do que um tipo de falha.

Neste Plano, e para este subprograma, dá-se continuidade à estratégia adotada nos PDIRD-E anteriores, apontando-se para a sua conclusão em 2020. Verifica-se, assim, o adiamento em 1 ano da data de conclusão do subprograma, devido à reavaliação dos projetos previstos para a rede MT da SE Felgueiras e à identificação de necessidade adicional de intervenção nesta instalação (nomeadamente no SPCC). Desta forma, conciliaram-se as intervenções a realizar na SE Felgueiras com as previstas para a rede MT de alimentação.

Os investimentos neste subprograma mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

No anexo 8 encontra-se mais detalhada a ficha deste subprograma (Ficha nº 6).

- b) Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa**

A rede MT da cidade de Lisboa é alimentada por 23 subestações 60/10 kV, construídas num esquema bloco linha-transformador. A alimentação 60kV destes blocos é efetuada a partir de postos de corte e seccionamento, designados injetores.

Os projetos identificados neste subprograma permitem assegurar a alimentação de cada subestação AT/MT, da cidade de Lisboa, por dois injetores diferentes.

A conclusão, do posto de corte Alto São João, permitiu que a cidade de Lisboa ficasse alimentada por cinco injetores: Alto São João, Carriche, Moscavide, Palhavã e Zambujal, cada um associado a um PdE da RNT: Alto de São João, Carriche, Sacavém, Sete Rios e Zambujal, respetivamente.

A indisponibilidade de um injetor, por ocorrência de um incidente grave (por exemplo, incêndio) provoca uma interrupção de serviço numa área considerável da cidade que, dependendo da sua duração, poderá assumir uma dimensão catastrófica (podendo num caso extremo prolongar-se por várias horas ou até dias). Para limitar as consequências de tal ocorrência, de muito baixa probabilidade, mas de grande impacto, foram identificados os investimentos necessários na RND e que constituem o subprograma de reserva N-1 à falha de injetor AT na cidade de Lisboa.

Para implementação dos investimentos previstos neste âmbito foram definidas três fases:

- 1ª Fase: zona central e baixa da cidade de Lisboa (Avenida da Liberdade e zonas contíguas);
- 2ª Fase: zona ocidental da cidade de Lisboa (Belém, Alcântara, Cais do Sodré);
- 3ª Fase: zona oriental da cidade de Lisboa (Aeroporto, Olivais e Parque das Nações).

A seleção das zonas e priorização das fases de intervenção teve por base uma análise de risco do impacto de não alimentação prolongada em cada uma das zonas.

No PDIRD-E 2014, no âmbito do programa de investimento de Desenvolvimento de Rede, foram previstos um conjunto de pequenos projetos e um grande projeto designado por Cabo subterrâneo AT Alto S. João - Santa Marta, com o objetivo de diversificar a alimentação por dois injetores distintos a subestações AT/MT localizadas na zona central da cidade de Lisboa. No PDIRD-E 2016, com o objetivo de alargar a alimentação por dois injetores distintos a mais subestações AT/MT da cidade de Lisboa foi criado o presente subprograma e que integrou os investimentos anteriormente previstos no programa de Desenvolvimento de Rede, dado contribuir para o mesmo objetivo, e que constituíram a 1ª Fase.

A realização da 1ª fase, considerada como mais crítica, teve em consideração a oportunidade da sua execução em simultâneo com o estabelecimento das obras associadas ao novo injetor de Alto São João e à nova subestação AT/MT da Pena, e encontra-se concluída.

Previu-se realizar a 2ª fase durante o período abrangido pelo PDIRD-E 2016, com conclusão prevista para o ano de 2018, através da concretização do projeto “Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista”. A obtenção da aprovação autónoma deste projeto por despacho do Sr. SEEn ocorreu no final do ano de 2017, resultando em atraso no arranque do projeto. Assim, prevê-se atualmente concluir esta fase no ano de 2019, com realização no período do presente PDIRD-E.

A realização da 3ª fase está prevista no período abrangido por este PDIRD-E.

Os investimentos neste subprograma mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

No capítulo 7.2 e no anexo 8 (Ficha nº 8) é apresentada uma descrição mais detalhada dos projetos e investimentos respetivos.

### **c) Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas**

As redes AT e MT que constituem a RND estão maioritariamente estabelecidas em rede aérea, o que as torna mais vulneráveis a fatores externos relacionados com o meio envolvente e condições atmosféricas.

Esta vulnerabilidade conduz a que determinadas redes aéreas que em condições atmosféricas normais apresentam um comportamento semelhante às outras redes, em condições atmosféricas extremas sofrem uma degradação muito mais acentuada no seu funcionamento.

Com o objetivo de avaliar o funcionamento destas redes em condições atmosféricas extremas, foram realizados dois estudos pela EDP Distribuição e em colaboração com instituições científicas, denominados por “Identificar Soluções Construtivas Alternativas” e “Estudo do impacto meteorológico sobre as infraestruturas elétricas de Portugal Continental”, que já foram referenciados e descritos no PDIRD-E 2014.

Como resultado destes estudos identificou-se um conjunto de medidas entre as quais a de gestão do coberto florestal adjacente às faixas de proteção regulamentares, do tipo “*Buffer* de Gestão de Risco”, para as redes existentes localizadas nas zonas identificadas como sendo de maior risco.

Com o objetivo de validar as medidas identificadas, e conforme previsto no PDIRD-E 2014 aprovado, a EDP Distribuição deu início ao projeto-piloto na zona do Louriçal-

Na sequência da experiência e dos resultados decorrentes da implementação do projeto-piloto foi estabelecido um plano para aumento da resiliência das linhas aéreas AT e MT, contemplando a extensão das ações implementadas a outras zonas de maior risco.

Assim, no âmbito deste subprograma, foram selecionadas para intervenção prioritária as redes localizadas nos concelhos que reúnem as seguintes condições:

- Área de maior risco, com redes aéreas estabelecidas em zonas fortemente arborizadas em solos arenosos e de maior probabilidade de ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos, e com impacto significativo no TIEPI MT.
- Área com registo histórico de interrupções com causas associadas à presença de árvores;
- Resultado da avaliação económica com relação benefício/custo superior à unidade.

Com base nestes pressupostos foi elaborado um plano de ação, com periodicidade anual, para o horizonte temporal deste Plano, prevendo a atuação em 43 concelhos. Nestes concelhos, considera-se o potencial de intervenção em cerca de 5.500km na rede de AT e MT, e estima-se intervir em cerca de 1.500km.

O Parecer da ERSE ao PDIRD-E 2016 versão de junho, considerou prudente aguardar pela conclusão do projeto-piloto do Louriçal e pela apresentação de um relatório sobre o mesmo de forma a aferir os reais benefícios do investimento e permitir concluir sobre o interesse da continuidade deste subprograma.

Em conformidade com o parecer referido, a EDP Distribuição e elaborou o relatório recomendado, cujo sumário executivo se apresenta no anexo 9.D, e sobre o qual se sublinham os seguintes aspetos:

- A exequibilidade do projeto no terreno, e para a qual contribuiu a elevada interação entre a EDPD e os diversos *stakeholders*, nomeadamente autarquias, juntas de freguesia e proprietários. Refere-se que dos 108 proprietários identificados, até à data, 69% autorizaram intervenção nos terrenos, 21% estão em negociação, e apenas 10% não autorizaram a intervenção;
- A resolução da totalidade das questões técnicas associadas à definição, caracterização e localização das intervenções do *buffer* de gestão de risco;
- O aumento da resiliência da rede, tomando como amostra os incidentes e tempo de indisponibilidade registados numa linha (Torneira I) com traçado aéreo estabelecido na zona do Louriçal, na sequência do temporal Gong em dezembro de 2011, comparado com o tempo de indisponibilidade registado na mesma linha, após intervenção parcial no âmbito deste projeto, na sequência do temporal Ana em dezembro de 2017. Os resultados obtidos permitiram aferir de uma redução muito significativa no tempo de indisponibilidade da linha;
- O alinhamento dos custos de execução do projeto com o orçamento previsto.

Assim, e em alinhamento com o investimento previsto na proposta final do PDIRD-E 2016, prevê-se concluir o projeto-piloto do Louriçal em 2018. No presente PDIRD-E 2018, face aos resultados que se tem vindo a registar com o projeto-piloto, prevê-se o investimento necessário para dar continuidade a este subprograma a partir do ano de 2019.

Os investimentos neste subprograma mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

No anexo 8 inclui-se a ficha mais detalhada para este subprograma (Ficha nº 5).

O sumário executivo apresenta-se no anexo 9.

#### **d) Melhoria das Redes MT de Alimentação a Pontos de Entrega com Pior Qualidade de Serviço Técnica**

Conforme descrito no PDIRD-E 2016, este subprograma tem como objetivo melhorar a continuidade do fornecimento aos pontos de entrega da RND com pior qualidade de serviço.

Foram definidos objetivos por região, tendo por base os valores padrão de SAIDI MT por zona de qualidade de serviço, e estimadas as necessidades de investimento para redução das assimetrias tendo em consideração os objetivos definidos em cada cenário de investimento.

A identificação das saídas de MT que alimentam os pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica assume um caráter relevante para o desenvolvimento de planos de atuação que permitam melhorar a continuidade do seu fornecimento.

Para a sua identificação calculou-se um parâmetro obtido com a média do SAIDI MT nos pontos de entrega, registado nos anos 2014 a 2016.

O telecomando que se tem vindo a instalar na rede tem um contributo significativo na redução do número de pontos de entrega afetados por interrupções.

Assim, verificou-se que as saídas que possuem pontos telecomandados instalados apresentam troços com parâmetros distintos, dependendo da localização desses pontos. Desta forma, considerou-se necessário analisar cada saída MT não pela totalidade dos pontos de entrega alimentados por essa saída, mas sim por um grupo representativo do pior troço.

Os estudos efetuados incidiram sobre 417 saídas de MT, o que representa cerca de 11% do número total de saídas da RND. Da análise das saídas resultou uma carteira de projetos superior ao necessário para dar resposta ao cenário de investimento mais exigente (cenário 3), permitindo a seleção dos investimentos considerados mais adequados.

Da carteira de projetos foram selecionados e programados os projetos a considerar neste subprograma no período deste PDIRD-E, de acordo com os objetivos de QST definidos para cada cenário de investimento.

Assim, os investimentos neste subprograma variam consoante o cenário de investimento analisado, uma vez que o cenário 3 apresenta um maior investimento do que os cenários 1 e 2 (estes últimos são iguais). Relativamente aos principais projetos (descritos individualmente no âmbito do PDIRD-E), registam-se diferenças na sua calendarização ao longo do período 2019-2023, podendo a realização estar prevista para mais tarde nos cenários 1 e 2 (com menos investimento), e sendo que um dos projetos<sup>12</sup> é apenas incluído no cenário 3 (de maior investimento).

No anexo 8 encontra-se mais detalhada a ficha deste subprograma (Ficha nº 7).

#### **e) Níveis de Tensão na RND**

A existência na RND de vários níveis de tensão MT na mesma zona comporta limitações no planeamento e na exploração da rede, com impacto negativo na qualidade de

---

<sup>12</sup> Projeto Nova linha 15kV Ilhas Armona Culatra (Ficha nº 112 do anexo 8).

serviço técnica, traduzindo-se nomeadamente em dificuldades de exploração em regime perturbado.

Tal facto conduziu à necessidade de definição de uma estratégia de orientação para o desenvolvimento destas redes, quer em zonas de fronteira como em zonas de sobreposição ou em pequenas bolsas (ilhas), e que consiste na eliminação progressiva da sobreposição dos níveis de tensão e das pequenas ilhas (com uma única alimentação).

Uma vez que os projetos de conversão de redes MT envolvem volumes de investimento elevados, neste PDIRD será dada continuidade a esta estratégia, continuando a executar os projetos de forma progressiva, quando economicamente viáveis ou desde que identificada necessidade de intervenção e não exista melhor alternativa técnica.

Entretanto, todas as novas instalações a estabelecer nas zonas de alteração do nível de tensão serão efetuadas com o isolamento adequado para o nível de tensão superior.

- **Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT**

A renovação de ativos é fundamental para assegurar o correto funcionamento da RND e contribui de forma muito significativa para a melhoria da qualidade de serviço das redes.

Com o abrandamento dos consumos nos anos recentes a necessidade de reforço e expansão da rede diminuiu, pelo que diminuiu o seu contributo para a renovação de ativos. Por outro lado, a existência de um elevado número de ativos de rede estabelecidos aquando da eletrificação do país, nas décadas de setenta e oitenta, exige esforços redobrados de renovação ou reabilitação para os manter a funcionar com níveis de desempenho adequado.

A manutenção dos níveis de fiabilidade adequados nos ativos em exploração é determinante para evitar uma degradação acentuada do desempenho da rede e contribuir para os objetivos de qualidade de serviço definidos.

- **Programa Automação e Telecomando da Rede MT**

Procurando ir de encontro à melhoria dos indicadores de continuidade de serviço SAIDI MT e MAIFI MT, foi realizado um estudo para o PDIRD-E 2016 para apurar os critérios de instalação de telecomando na rede de média tensão e que apresentem racionalidade técnico-económica.

Concluiu-se que a instalação de pontos telecomandados nas redes aéreas justifica-se economicamente em secções de 31MVA.km. Para as redes subterrâneas, a instalação de um ponto de telecomando é vantajosa a cada 3,5MVA de potência instalada, no pressuposto de que um grande número de instalações venha a ter celas motorizadas e DTC instalados (sendo o telecomando efetuado com recurso a DTC Cell).



Estão incluídos neste programa os órgãos de corte automatizados e telecomandados e a motorização e telecomando de PT justificados no âmbito de projetos de investimento associados a outros programas.

Sem prejuízo dos critérios estabelecidos, sempre que possível, a seleção do local de instalação de um novo ponto telecomandado deve ter em consideração a existência na proximidade de clientes considerados prioritários pelo Regulamento de Qualidade de Serviço (artigo 63º) para os quais uma interrupção de energia terá grande impacto.

A crescente preocupação com a continuidade do fornecimento de energia, nomeadamente com as interrupções de curta duração e a forma como estas podem afetar os clientes mais sensíveis, levou a EDP Distribuição a introduzir um novo equipamento para o telecomando de redes aéreas, denominado OCR3.

Este equipamento, para além das funções de telecomando que permitem isolar os defeitos que possam ocorrer, com recurso a automatismos existentes nas saídas das subestações, tem funções de proteção e de automatismos de religação e reconfiguração da rede programáveis, que lhes permite isolar os defeitos autonomamente, sem recurso às proteções das saídas das subestações, o que limita o impacto das falhas.

A utilização do OCR3 antecipa ganhos significativos na redução do MAIFI MT (interrupções de curta duração).

Com o aumento do parque instalado de pontos telecomandados, além dos benefícios estimados com a redução da END e melhoria dos indicadores de continuidade de serviço (SAIDI MT e MAIFI MT), é expectável que se assista ainda a uma diminuição dos custos operacionais associados às deslocações ao terreno para abertura e fecho de órgãos de corte e seccionamento.

Assim, a presente proposta de PDIRD-E 2018, prevê dar continuidade à estratégia de telecomando do PDIRD-E anterior.

No anexo 8 encontra-se mais detalhada a ficha respetiva (Ficha nº 9).

- **Programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo**

O programa de Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo visa melhorar a QST através da diminuição do número e duração dos incidentes, resultante da melhoria do funcionamento dos automatismos e proteções afetos às instalações da RND.

Este programa tem duas componentes. A primeira associada à substituição de ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A segunda visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas existentes, consistindo na realização de atualização e modernização de *hardware* e *software* dos SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT.

- **Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações**

O programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações assegura a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação aumentando a sua resiliência, nomeadamente ao nível da disponibilidade, da operacionalidade e da eficácia.

É de realçar o papel essencial que as redes de telecomunicações apresentam na qualidade de serviço, nomeadamente o suporte:

- ao elevado número de pontos telecomandados existentes e previstos instalar na rede MT;
- à crescente integração dos sistemas inteligentes na gestão da rede;
- às operações remotas (teleengenharia, telemanutenção, teleconfiguração, acesso remoto a registos de exploração);
- à coordenação mais eficiente das equipas no terreno, com mais informação e mais centralizada.

Este programa promove a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede, garantindo-se a sua disponibilidade e resiliência em situação crítica ou de regime perturbado. Neste âmbito destaca-se o projeto de telecomunicações, explicitado em mais detalhe no capítulo 7 (capítulo 7.3.6), demonstrando a importância que esta infraestrutura tem para o funcionamento da rede de distribuição de energia elétrica. Por outro lado, o desenvolvimento de sistemas inteligentes de supervisão e operação são fundamentais para permitir uma melhoria sustentada da qualidade de serviço técnica, face aos novos desafios.

Destaca-se, ainda, que as questões de segurança cibernética ganham cada vez mais relevância na rede constituída pelos sistemas referidos.

A evolução do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, realizado no período 2014-2017 e previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se nas figuras seguintes.

No vetor Qualidade de Serviço Técnica os objetivos variam consoante o cenário de investimento considerado. Assim, apresentam-se os gráficos correspondentes a cada um dos três cenários estudados.

O cenário proposto neste Plano é o cenário 2 correspondente a um volume de investimento intermédio (Figura 4.7), apresentando-se também o cenário 1 de menor investimento (Figura 4.8) e o cenário 3 de maior investimento (Figura 4.9).

No capítulo 12.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa em cada cenário.

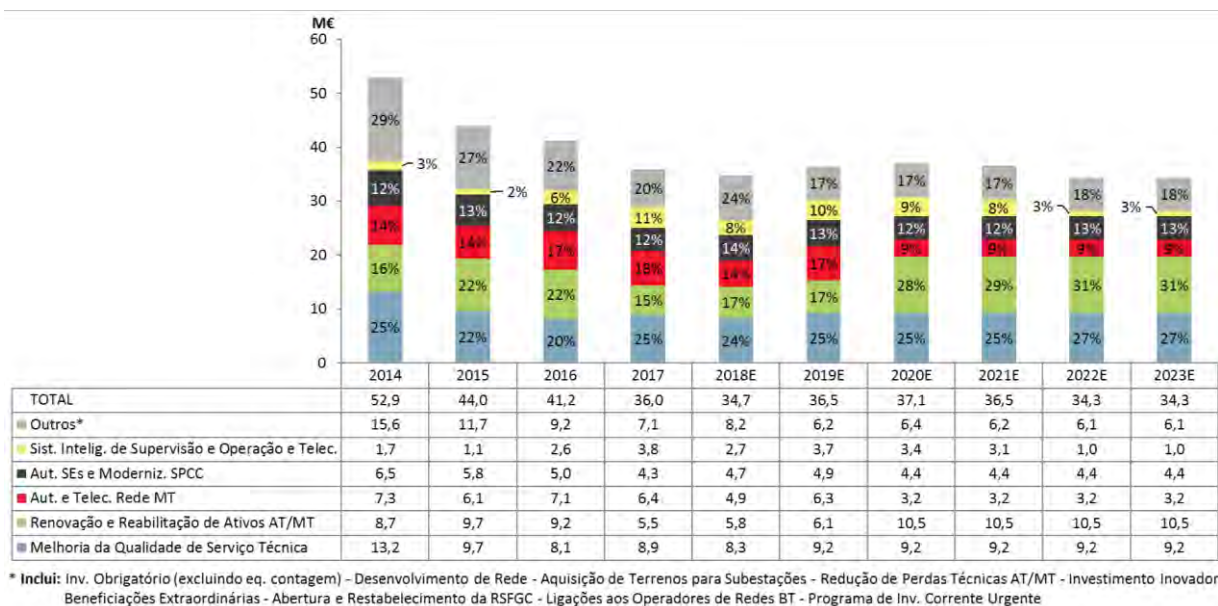


Figura 4.7: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

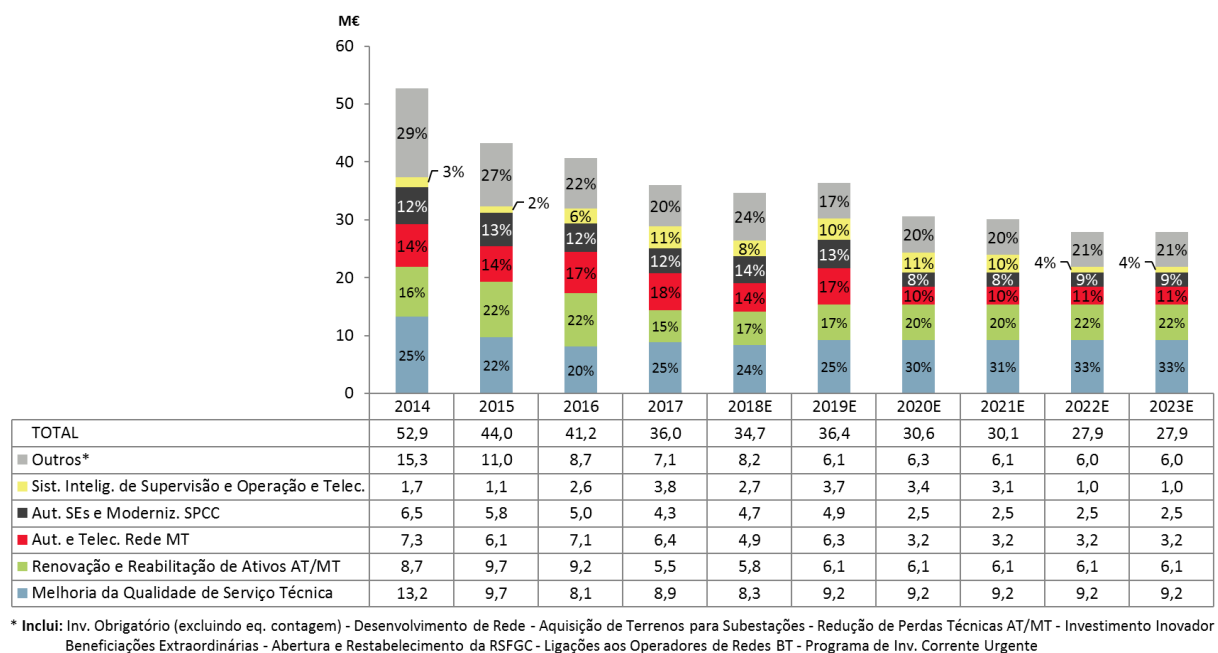
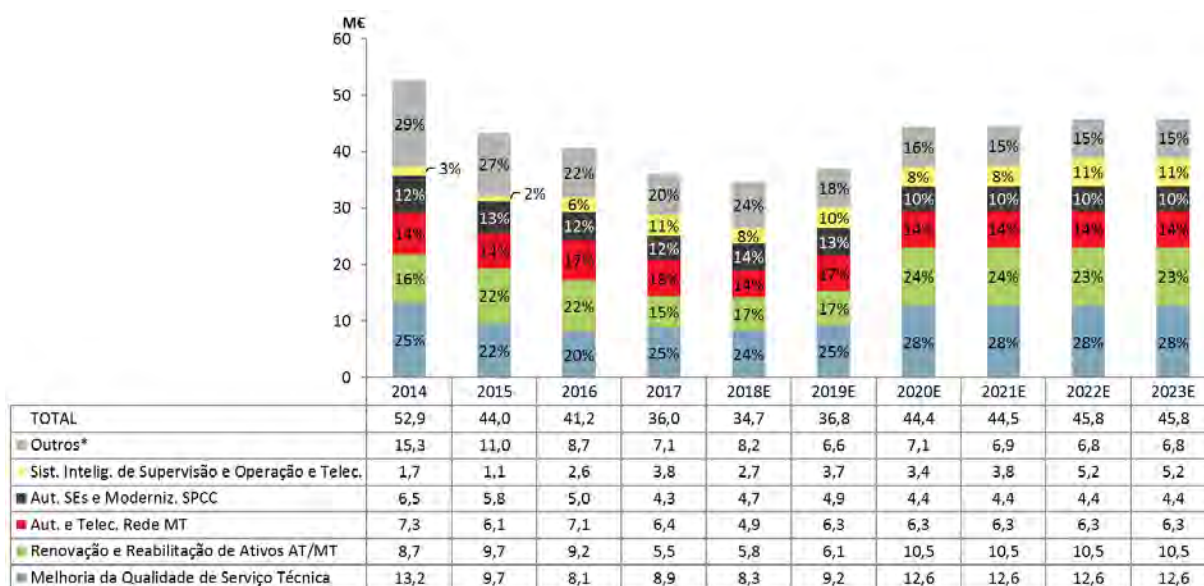


Figura 4.8: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2014-2023 (cenário 1)



\* Inclui: Inv. Obrigatório (excluindo eq. contagem) - Desenvolvimento de Rede - Aquisição de Terrenos para Subestações - Redução de Perdas Técnicas AT/MT - Investimento Inovador Beneficiações Extraordinárias - Abertura e Restabelecimento da RSFGC - Ligações aos Operadores de Redes BT - Programa de Inv. Corrente Urgente

Figura 4.9: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2014-2023 (cenário 3)

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Qualidade de Serviço Técnica, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a qualidade de serviço é tolerável.

#### 4.1.4 EFICIÊNCIA DA REDE

No âmbito do vetor Eficiência da Rede, pretende-se melhorar os níveis de perdas na RND.

O Regulamento Tarifário estabelece um mecanismo de incentivo à redução das perdas globais nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento dos operadores das redes que permitam alcançar reduções adicionais de perdas. Este mecanismo permite aos operadores de rede serem remunerados adicionalmente pelo seu desempenho, caso consigam reduzir as perdas nas redes abaixo de um valor de referência, sendo penalizados caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

No PDIRD-E 2014 foi apresentado um estudo realizado em colaboração com o IST que demonstrava que as perdas técnicas nas redes AT e MT se encontravam em níveis considerados adequados.

Para o PDIRD-E 2016 foi desenvolvido um novo estudo com o INESC-ID o qual, para além de confirmar que as perdas técnicas na RND se mantinham em níveis adequados, avaliou o impacto da produção distribuída nas perdas. O estudo permitiu concluir que a PRE tem efeitos muito diversos em função do nível de tensão em que se verifica o seu incremento. Assim, quando a injeção se verifica na rede de BT, existe um ganho na rede AT e MT. Quando a injeção se verifica na rede MT, podemos considerar que os ganhos para o sistema são desprezáveis, enquanto que se a injeção se verificar na rede AT, existe degradação nas perdas globais do

sistema. Estes efeitos têm um valor mais ou menos expressivo em função do nível de injeção na rede.

Para esta proposta de PDIRD-E 2018 foi elaborado um estudo pelo INESC TEC (anexo 9.B) que permitiu obter projeções para os indicadores adotados para o vetor eficiência da rede, para o período deste Plano, e para os níveis de tensão AT/MT.

Na figura seguinte apresenta-se a evolução expectável das perdas técnicas AT/MT, para o período indicado, face ao investimento em eficiência na rede realizado e previsto no cenário proposto de investimento (cenário 2), de acordo com as previsões do modelo de avaliação do impacto do investimento neste vetor desenvolvido no referido estudo. Este modelo permitiu a desagregação das perdas por níveis de tensão e considerando a contribuição da componente de perdas técnicas.

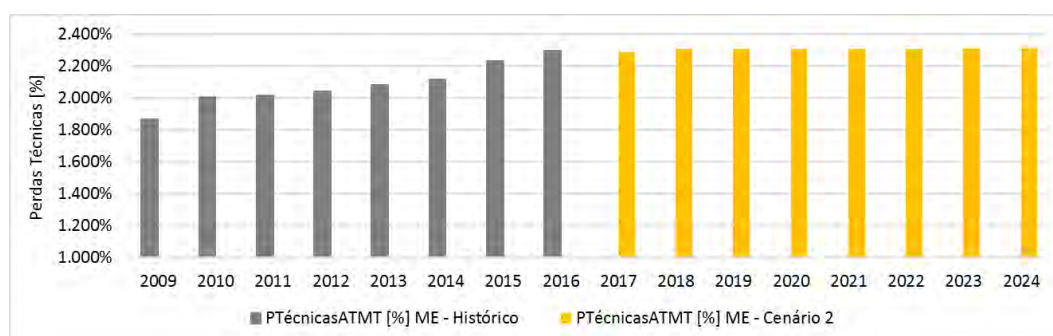


Figura 4.10: Impacto do investimento nas Perdas Técnicas da RND – cenário 2 (proposto)

Com os investimentos previstos neste Plano para este vetor, as perdas técnicas na RND deverão manter-se em níveis que se consideram adequados, compensando o efeito penalizador do aumento da procura e do aumento da produção distribuída.

No âmbito do mesmo estudo, foram também monetizados os benefícios dos investimentos no vetor Eficiência da Rede, de modo a evidenciar a sua racionalidade.

Concluiu-se que, neste vetor, os benefícios obtidos ao longo do horizonte temporal de análise (30 anos) ultrapassam largamente os investimentos realizados no período do PDIRD-E 2018. Deste modo, e por prudência, os valores de investimento considerados neste Plano encontram-se nos valores quase mínimos de investimento, mantendo-se adequados às necessidades no vetor.

Assim, a EDP Distribuição mantém o objetivo de continuar a melhorar as perdas na rede, tendo neste âmbito identificado um programa específico de investimento (Redução de Perdas Técnicas AT/MT) a incidir, principalmente, na duplicação de saídas de subestações com maior utilização, estabelecimento de novas subestações nas zonas de maior concentração de carga e recuperação de redes de secção reduzida.

Verifica-se, entretanto, que o contributo dos vários programas genéricos de investimento para o vetor Eficiência da Rede permitirá per si manter as perdas técnicas em níveis adequados,

pelo que no programa específico de Redução de Perdas Técnicas AT/MT apenas serão realizados os projetos de investimento com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade.

A EDP Distribuição continuará a acompanhar ativamente a evolução das perdas técnicas na RND, avaliando a oportunidade de investimento em projetos com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade. Para tal, dará continuidade ao desenvolvimento de modelos para melhor estimação das perdas na rede.

Procura-se, assim, melhorar os patamares de perdas na rede mantendo, simultaneamente, a racionalidade económica, com benefícios para a sociedade.

Em seguida são destacados os principais contributos dos programas mais direcionados para o vetor Eficiência da Rede.

- **Programa Desenvolvimento de Rede**

Os projetos incluídos neste programa, para além de garantir a alimentação das cargas e contribuir para a melhoria da qualidade de serviço, apresentam normalmente um forte contributo para o aumento da eficiência da rede.

- **Programa Redução de Perdas Técnicas AT/MT**

Este programa destina-se especificamente à redução da energia de perdas técnicas na RND e incide, principalmente, na duplicação de saídas de subestações com maior utilização, estabelecimento de novas subestações nas zonas de maior concentração de carga e recuperação de redes de secção reduzida.

- **Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT**

A substituição de ativos, nomeadamente no que diz respeito à substituição dos condutores das redes de distribuição, conduz genericamente à redução da energia de perdas técnicas uma vez que promove a substituição das secções de condutores mais reduzidas por secções superiores contribuindo, assim, para a melhoria da eficiência da rede.

A evolução do investimento no vetor Eficiência da Rede, realizado no período 2014-2017 e o previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na Figura 4.11.

O investimento previsto nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o vetor Eficiência da Rede encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede, mantendo-se os mesmos objetivos para este vetor nos três cenários de investimento analisados.

Verificam-se, no entanto, algumas pequenas diferenças nos valores de investimento do vetor nos três cenários, resultantes do impacto dos investimentos dirigidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica neste vetor. Tendo em consideração que essas diferenças são desprezáveis, apresenta-se apenas o gráfico correspondente ao cenário 2 de investimento, que é proposto neste Plano.

No capítulo 12.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa em cada cenário.

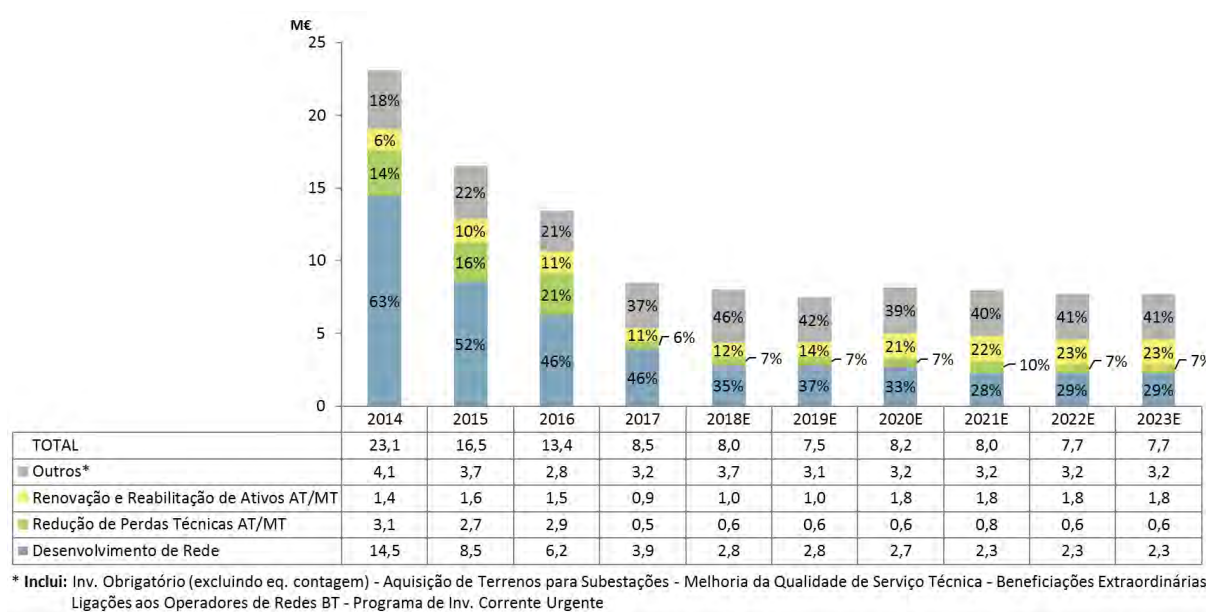


Figura 4.11: Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência da Rede, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para as perdas técnicas é tolerável.

#### 4.1.5 EFICIÊNCIA OPERACIONAL

No âmbito do vetor Eficiência Operacional, pretende-se priorizar investimentos que potenciem a redução de custos operacionais.

O aumento de ativos na RND, as comunicações e a evolução tecnológica criam desafios de operação, tornando necessário adaptar a gestão da rede por forma a obter maior eficiência.

Estas evoluções criam novos desafios e potenciam o aparecimento de novos projetos que levam a alterações no âmbito em que se inserem os vetores de investimento.

A cota cada vez mais significativa da PRE, o aumento da utilização de veículos elétricos, a capacidade de armazenamento, a tentativa de harmonizar o diagrama de cargas, entre outros fatores, irá exigir um maior nível de monitorização da rede. Essa monitorização é possível através da criação de uma rede inteligente que permita integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

No presente Plano dá-se continuidade ao esforço de melhoria da eficiência operacional, através da implementação de novas soluções e melhoria das existentes.

Mantém-se em desenvolvimento, com o INESC TEC, o estudo da metodologia de quantificação dos benefícios associados ao vetor de investimento Eficiência Operacional (anexo 9.B). Está prevista a entrega do estudo antes da apresentação do próximo PDIRD-E 2020, com a respetiva inclusão dos resultados nesse Plano.

Em seguida são destacados os principais contributos dos programas mais direcionados para o vetor Eficiência Operacional.

- **Programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo**

A automação e a modernização dos sistemas em subestações diminuem os custos operacionais, melhorando a eficiência operacional e facilitando a operação e condução da rede.

- **Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações**

Os projetos incluídos neste programa contribuem para a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, nomeadamente ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia, o que contribui para melhoria da eficiência operacional.

- **Programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT**

A substituição de ativos degradados por ativos novos diminui as necessidades de manutenção, contribuindo assim para a melhoria da eficiência operacional.

- **Programa Beneficiações Extraordinárias**

Uma ação de beneficiação extraordinária visa repor a condição técnica do ativo, caso não se tivesse registado um envelhecimento/degradação precoce. Os projetos neste âmbito são determinantes para garantir a boa condição técnica desses ativos de forma duradora, evitando o envelhecimento precoce dos mesmos e, conseqüentemente, assegurando níveis de fiabilidade superiores, contribuindo de forma significativa para uma melhoria da eficiência operacional.

- **Programa Investimento Corrente Urgente**

Trata-se de um programa para dar resposta a problemas identificados nas redes e que, pela sua natureza, exigem uma solução urgente. Os projetos a realizar não podem ser definidos com antecedência, mas destinam-se essencialmente à resolução de incidentes que põem em causa a segurança ou o fornecimento de energia elétrica. Na maioria dos casos levam à substituição dos elementos de rede, quando obsoletos, diminuindo, assim, os custos de operação e contribuindo para a melhoria da eficiência operacional.

A evolução do investimento no vetor Eficiência Operacional, realizado no período 2014-2017 e previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na Figura 4.12. Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores, que



foi atualizada para o PDIRD-E anterior com o aparecimento de um novo vetor Acesso a Novos Serviços (ver capítulo 4.1.1.).<sup>13</sup>

No ano de 2018 está incluída, no programa de investimento Corrente Urgente, a verba prevista para o robustecimento das redes afetadas por ocorrências relacionadas com os incêndios florestais de 2017.

No capítulo 12.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa.

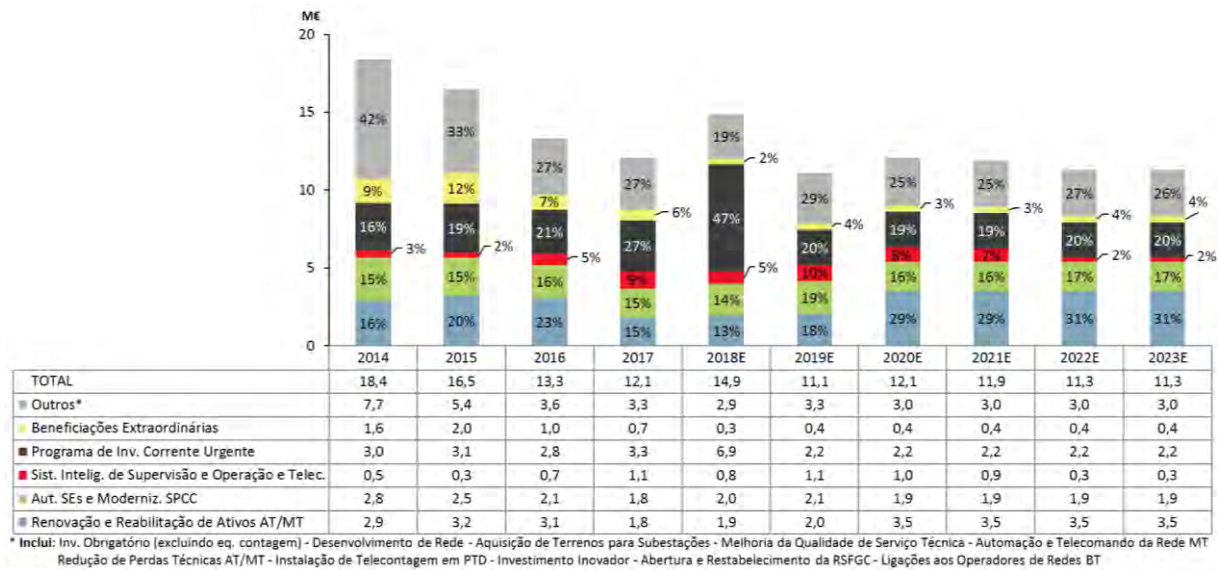


Figura 4.12: Investimento no vetor Eficiência Operacional 2012-2021 (cenário 2 - proposto)

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência Operacional, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a eficiência operacional é baixo.

Ainda no vetor Eficiência Operacional, e tendo em conta o nível de investimento previsto no cenário 2 proposto, avaliou-se se o montante de investimento que está a ser alocado a este vetor é compatível com a eficiência projetada. A conclusão é positiva, já que para justificar este nível de investimento (57,7M€ no período 2019-2023), bastaria que a base de custos AT/MT decrescesse cerca de 0,7%/ano nos anos de investimento do PDIRD, e que esta eficiência se mantivesse durante a vida do investimento. Uma vez que este valor é inferior aos 2,0% atuais de referência, considera-se que o valor de investimento afeto àquele vetor é adequado. Adicionalmente, será continuado o esforço de redução de custos operacionais por outras vias não diretamente suportadas em investimento, como por exemplo a revisão de processos e a otimização de recursos afetos à operação e manutenção.

<sup>13</sup> Apesar da matriz ter sido atualizada no PDIRD-E 2016, a partir de 2017, para efeitos de comparação da evolução dos investimentos aplicou-se a matriz atual para todo o período em análise (2014-2023).

#### 4.1.6 ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

No âmbito do vetor Acesso a Novos Serviços, pretende-se melhorar a capacidade de resposta do ORD, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede, facilitando a sua participação de forma ativa no desenvolvimento da RND.

A transição para uma rede inteligente (*smart grid*) passa por um acréscimo significativo nos níveis de monitorização, automação e controlo na rede, que permitam integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND. Muitos destes investimentos não se traduzem em benefícios a curto prazo, nomeadamente nos custos de operação.

Mantém-se em desenvolvimento, com o INESC TEC, o estudo da metodologia de quantificação dos benefícios associados ao vetor de investimento Acesso a Novos Serviços (anexo 9.B). Está prevista a entrega do estudo antes da apresentação do próximo PDIRD-E 2020, com a respetiva inclusão dos resultados nesse Plano.

Em seguida são destacados os principais contributos dos programas direcionados para o vetor Acesso a Novos Serviços.

- **Programa Investimento Inovador**

O investimento inovador inclui projetos em três áreas de atuação que se consideram prioritárias de forma a dotar a rede de maior inteligência: componentes avançados, monitorização e sensorização da rede e inteligência e gestão ativa e integrada da rede, com benefícios na disponibilização de informação e facilitador de serviços para o mercado e para os consumidores, contribuindo para o desenvolvimento de uma rede cada vez mais *smart*.

- **Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações**

Este programa assegura a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, as telecomunicações e a cibersegurança, contribuindo para uma gestão mais inteligente da rede.

A evolução do investimento no vetor Acesso a Novos Serviços, realizado no período 2014-2017 e previsto no período 2018-2023, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se nas figuras seguintes. Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores, que foi atualizada para o PDIRD-E anterior com o aparecimento deste novo vetor (ver capítulo 4.1.1.).<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> Apesar da matriz ter sido atualizada no PDIRD-E 2016, a partir de 2017, para efeitos de comparação da evolução dos investimentos aplicou-se a matriz atual para todo o período em análise (2014-2023).

No vetor Acesso a Novos Serviços os objetivos variam consoante o cenário de investimento considerado, devido à variação do Investimento Inovador. Assim, apresentam-se os gráficos correspondentes a cada um dos três cenários estudados.

O cenário proposto neste Plano é o cenário 2 correspondente a um volume de investimento intermédio (Figura 4.13), apresentando-se também o cenário 1 de menor investimento (Figura 4.14) e o cenário 3 de maior investimento (Figura 4.15).

No capítulo 12.1.2.2 apresentam-se as tabelas com os valores de investimento por programa em cada cenário.



Figura 4.13: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

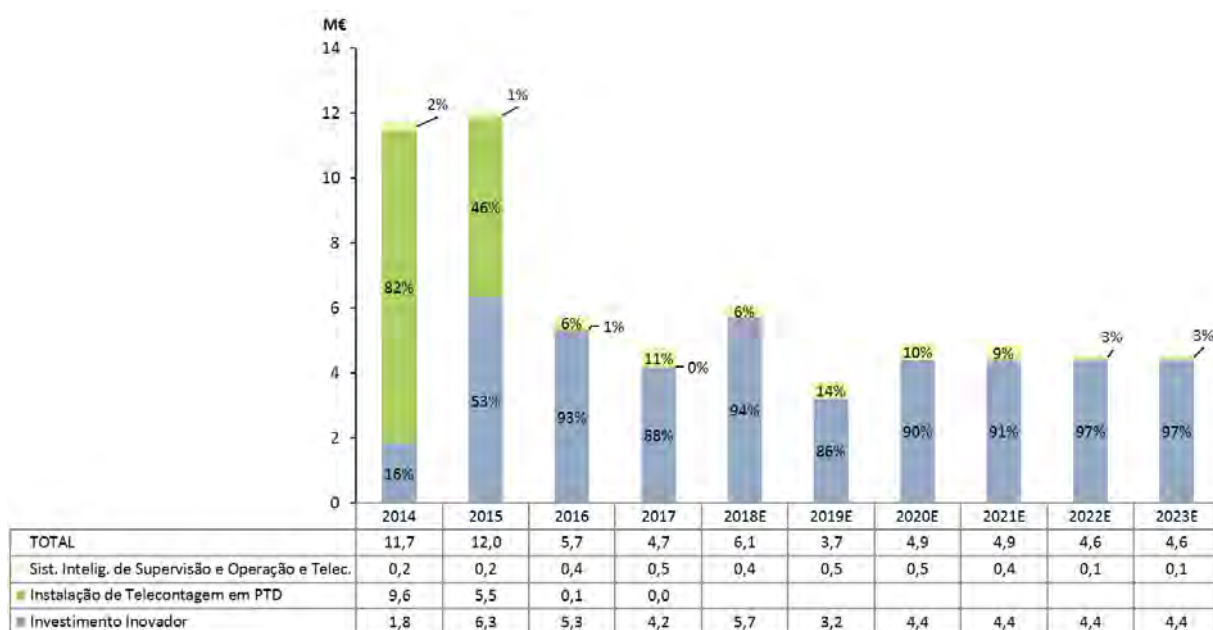


Figura 4.14: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2014-2023 (cenário 1)

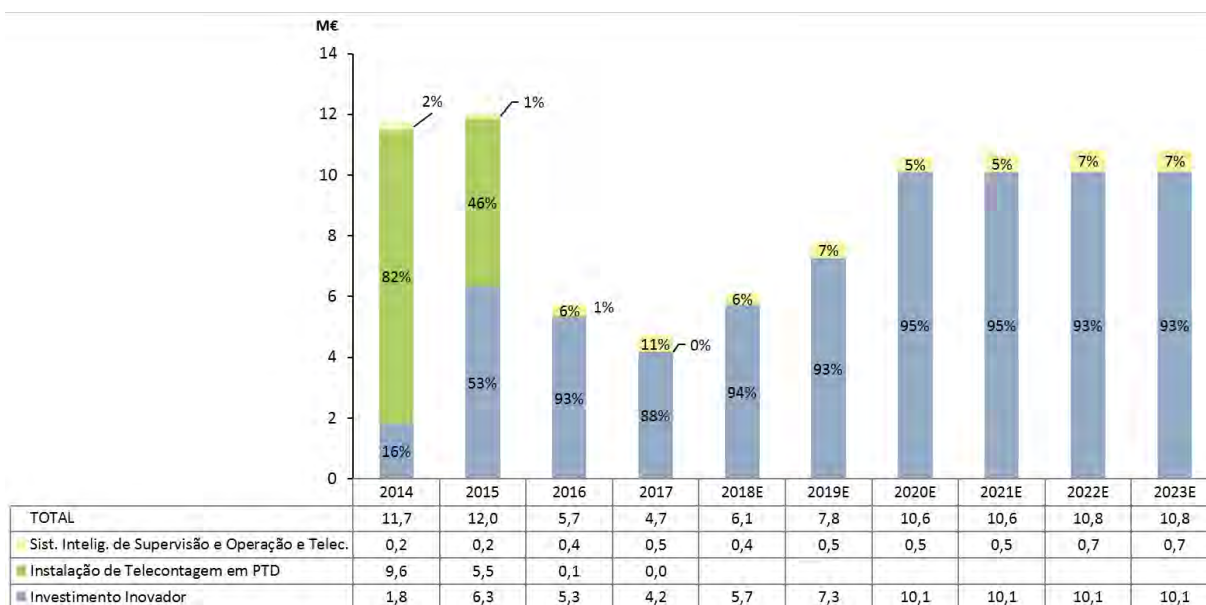


Figura 4.15: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2014-2023 (cenário 3)

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2018 para o cenário de investimento recomendado (cenário 2) e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Acesso a Novos Serviços, descritos no capítulo 10, conclui-se que o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor é tolerável.

#### 4.1.7 OUTROS INVESTIMENTOS

Para além dos investimentos associados aos 5 vetores estratégicos de investimento, atrás descritos, este Plano inclui, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rúbrica designada por “Outros”.

São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Inv. Obrigatório - Equipamento de Contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

No que se refere à Promoção Ambiental, a EDP Distribuição tem vindo a implementar uma série de medidas voluntárias específicas de natureza ambiental. As medidas de maior destaque estão relacionadas com:

- Instalação de fossas de retenção de óleos em subestações;
- Instalação de barreiras acústicas em instalações para mitigação do ruído;
- Correção de linhas e recolocação de ninhos no âmbito da proteção da avifauna.

Para além de ações no âmbito já referido, este programa engloba, ainda, um subprograma específico para enterramento de linhas aéreas, designado “Integração Paisagística de Redes Aéreas”. Este subprograma tem como objetivo a integração paisagística de redes aéreas,

procurando minimizar o impacto da rede de distribuição em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas. A ficha respetiva é apresentada no anexo 8.

Salienta-se, ainda, a preocupação com a abertura e restabelecimento da rede secundária de faixas de gestão de combustível, de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 124/2006, de 28 de junho, com a nova redação dada pelo Decreto-Lei n.º 17/09 de 14 de janeiro, prevendo-se um reforço de verba em relação ao PDIRD-E anterior.

A evolução do investimento na rubrica “Outros”, realizado no período 2014-2017 e previsto no período 2016-2021, apresenta-se na Figura 4.16, destacando os programas mais relevantes. Uma vez que as diferenças nesta rubrica entre cenários são desprezáveis, apresenta-se, apenas, o gráfico correspondente ao cenário 2 proposto para este PDIRD-E 2018.

No ano de 2018 está incluída, no programa de investimento Corrente Urgente, a verba prevista para o robustecimento das redes afetadas por ocorrências relacionadas com os incêndios florestais de 2017.



Figura 4.16: Investimento na rubrica “Outros” 2014-2023 (cenário 2 - proposto)

#### 4.1.8 PROGRAMAS DE INVESTIMENTO

Os programas de investimento (específico) agregam projetos que visam contribuir para o mesmo objetivo estratégico.

Por seu lado, os projetos de investimento podem contribuir para mais do que um objetivo, no entanto são alocados a um único programa.

A decisão de alocar um projeto a um determinado programa no Plano considera a sua motivação principal, no momento da análise, relacionada com as necessidades de investimento identificadas para a rede e os objetivos a atingir nesse Plano. A motivação do projeto é classificada através de um mobilizador, que designamos por *driver*.

Assim, para a classificação do programa de investimento a atribuir a um projeto de investimento atende-se a 5 (cinco) *drivers*:

- Padrões de Segurança
- Perdas Técnicas na Rede
- Qualidade de Serviço Técnica
- Condição e Desempenho dos Ativos
- Rede Inteligente

### **Padrões de Segurança**

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Garantir os consumos previstos para a zona em estudo em condições técnicas e regulamentares e atendendo aos cenários de previsão de procura, assegurando que os equipamentos e materiais instalados nas redes não ultrapassam os seus valores nominais ou as suas características em regime normal de funcionamento.
- Garantir a existência de capacidade disponível na rede para a receção e entrega de eletricidade, compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores.
- Assegurar o planeamento da RND com o planeamento da RNT, garantindo a coerência entre as suas ligações.
- Garantir a qualidade de energia elétrica fornecida, em conformidade com o disposto no RQS em vigor e recomendações da NP EN 50160.
- Garantir a alimentação às capitais de distrito (Zonas A), no caso de falha total de uma subestação AT/MT.
- Assegurar a reserva a grandes blocos de carga, de forma a não causar perturbações significativas na operação do SEN.

### **Perdas Técnicas na Rede**

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Melhorar o nível de perdas técnicas AT/MT da rede nacional de distribuição.
- Contribuir para atingir os objetivos estratégicos definidos para o vetor Eficiência da Rede.

## Qualidade de Serviço Técnica

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar o cumprimento dos padrões de QST da rede nacional de distribuição nos termos do RQS em vigor e tendo em atenção as zonas de qualidade de serviço definidas.
- Contribuir para atingir os objetivos estratégicos definidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica.
- Melhorar o desempenho da rede e os indicadores gerais de QST.
- Reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnica entre regiões.
- Aumentar a resiliência das redes aéreas localizadas em zonas de maior risco e sujeitas a condições atmosféricas adversas.
- Melhorar a continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos.
- Reduzir o número e duração das interrupções de energia elétrica, através da instalação de equipamentos de telecomando na rede e da modernização de instalações e upgrade de funções de automação, proteção, comando e controlo.
- Garantir o alinhamento com a estratégia definida no âmbito de subprogramas especificamente orientados para os objetivos de melhoria da QST (e.g. Garantia de Reserva N-1 às Sedes de Concelho).

## Condição e Desempenho dos Ativos

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar níveis adequados de fiabilidade e o funcionamento adequado dos ativos em exploração na RND.
- Renovar e reabilitar ativos em mau estado de conservação, aferido pelo seu índice de saúde e de criticidade.
- Substituir ativos tecnicamente inadequados ou em fim de vida útil da RND.
- Alinhar os investimentos com as necessidades estimadas de renovação e reabilitação por classes de ativos.
- Garantir que o ativo cumpre as suas funções durante o período de vida útil que lhe é esperado.
- Assegurar a resolução de problemas identificados nas redes e que, pela sua natureza, exigem uma resolução urgente.

## Rede Inteligente

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar a modernização técnica de sistemas e equipamentos de telegestão, supervisão e operação da rede.
- Melhorar a resiliência dos sistemas, aumentando a sua disponibilidade, operacionalidade e eficácia.
- Promover a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede.
- Desenvolver a segurança cibernética.
- Potenciar a utilização de tecnologias inovadoras na RND, nas áreas de componentes avançados, monitorização e sensorização, e inteligência e gestão ativa integrada da rede.

Finalmente, existem alguns projetos que, não sendo diretamente motivados pelos 5 drivers anteriormente descritos, são incluídos na rubrica “Outros” (e.g. projetos que visam cumprir imposições regulamentares e obrigações legais ou a política ambiental da empresa).

A matriz de influência dos drivers dos projetos para os programas de investimento é apresentada na tabela seguinte.

Tabela 4.4: Matriz de influência dos drivers dos Projetos nos Programas de Investimento

Programa de Investimento	Padrões de Segurança	Qualidade de Serviço Técnica	Perdas Técnicas na Rede	Condição e Desempenho dos Ativos	Rede Inteligente	Outros
Inv. Obrigatório (excluindo eq. de contagem)	X					
Inv. Obrigatório (só eq. de contagem)						X
Desenvolvimento de Rede	X					
Aquisição de Terrenos para Subestações	X					
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica		X				
Automação e Telecomando da Rede MT		X				
Promoção Ambiental						X
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas						X
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo		X				
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações					X	
Redução de Perdas Técnicas AT/MT			X			
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT				X		
Beneficiações Extraordinárias				X		
Abertura e Restabelecimento da RSFGC						X
Ligações aos Operadores de Redes BT	X					
Programa de Investimento Corrente Urgente				X		
Investimento Inovador					X	



## 4.2 REDE INTELIGENTE

As tecnologias de comunicação e de informação estão a revolucionar praticamente todos os setores de atividade e o setor energético não é impermeável a essa evolução. Na sua essência, o conceito de “rede inteligente” encerra a ideia de transformação de rede elétrica pela aplicação generalizada de tecnologias digitais para melhorar a eficiência e/ou o desempenho da rede. O *Council of European Energy Regulators* (CEER) define rede inteligente (“*smart grid*”) da seguinte forma:

*«Rede inteligente é uma rede elétrica capaz de integrar de forma eficiente o comportamento e as ações de todos os utilizadores a ela ligados – produtores, consumidores e aqueles que desempenham ambos os papéis – contribuindo para um sistema elétrico económico e sustentável, com baixas perdas e elevados níveis de qualidade de serviço, segurança no abastecimento e segurança de pessoas e bens.»*<sup>15</sup>

Esta definição enfatiza os benefícios esperados das redes inteligentes, em particular o seu potencial para assegurarem os objetivos tradicionais de eficiência económica, qualidade de serviço e segurança no atual contexto de proliferação da produção distribuída, do autoconsumo e de serviços inovadores centrados nos consumidores (designadamente relacionados com a gestão da procura e a promoção da eficiência no consumo). Outras definições centram-se mais no tipo de componentes que caracterizam uma rede inteligente, destacando a aplicação generalizada de tecnologias digitais de captura, comunicação e processamento de informação, como forma de tornar a rede mais flexível, resiliente e adaptável aos cenários de operação muito dinâmicos que resultam da proliferação de recursos distribuídos.

Em linha com estas ideias, a EDP Distribuição acredita que a concretização gradual do paradigma das redes inteligentes constituiu a resposta mais adequada aos desafios atuais do setor. Esta visão da EDP Distribuição é hoje amplamente partilhada, não apenas pelas empresas congéneres, mas também pela generalidade das instituições académicas e de investigação, reguladores e outras entidades oficiais, como por exemplo a Comissão Europeia (CE) ou o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE).

Embora o conceito de redes inteligentes seja relativamente lato, em geral considera-se que contribuem para este paradigma de funcionamento da rede de distribuição os projetos que promovem a capacidade de recolha, processamento e análise de informação para otimização da exploração ou que permitem um maior nível de automação e telegestão. Neste sentido, a EDP Distribuição considera genericamente como investimentos em redes inteligentes os projetos que se enquadram nas seguintes quatro categorias:

### a) Sensorização e Monitorização

Neste âmbito, pretende-se dotar a rede de uma maior capacidade de sensorização e monitorização. Para tal, deverá obter-se cada vez mais informação da rede e

---

<sup>15</sup> CEER status review of regulatory approaches to smart electricity grids, Ref: C11-EQS-45-04, 6 July 2011 (tradução livre)

com maior fiabilidade. Estes novos dados passam a ser potenciados por esta capacidade de sensorização e comunicação e garantem uma operação mais inteligente da rede.

#### b) Automação e Telegestão

Esta área tem como foco a automatização e gestão ativa da rede, atuando ao nível da integração na rede existente de novos componentes e funcionalidades com características tecnológicas avançadas, que permitam melhorar o seu desempenho e eficiência.

#### c) Telecomunicações e Cibersegurança

As comunicações e a sua evolução são uma peça fundamental na evolução das redes energéticas. A monitorização, a sensorização, a automação e a gestão otimizada da rede são tudo áreas de alguma forma dependentes de uma circulação de informação rápida, segura e fiável.

#### d) Automação do Processamento e Análise de Dados

Idealmente uma rede inteligente seria capaz de autonomamente detetar, avaliar e resolver as situações que necessitam de atuação. Esta inteligência ativa, sendo de elevada complexidade, só é possível se aumentarmos a capacidade de processamento e análise dos novos dados que serão possíveis obter. O investimento nesta área, em conjunto com as áreas anteriores, permite uma maior aproximação desse objetivo.

Assim, os investimentos associados ao desenvolvimento de uma rede inteligente serão realizados no âmbito dos programas de investimento existentes no Plano que contribuem para estas categorias, tendo em conta o âmbito dos mesmos.

Com base na definição anterior e nas 4 categorias designadas, podem considerar-se como investimentos em redes inteligentes os seguintes programas, de entre os previstos neste Plano 2019-2023:

Tabela 4.5: Programas e categorias no âmbito da rede inteligente (M€)

Programa de Investimento/Categorias	Sensorização e Monitorização	Automação e Telegestão	Telecomunicações e Cibersegurança	Automação do 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

O montante global previsto para o conjunto destes programas corresponde ao investimento considerado em rede inteligente no período 2019-2023, que totaliza 100,2M€ para o cenário proposto apresentado, distribuídos conforme se apresenta na Tabela 4.6.

Tabela 4.6. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 2 (proposto)

Programa	2019	2020	2021-2023	Total 2019-2023
Automação e Telecomando da Rede MT	7,0	3,5	10,5	21,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	7,0	6,3	18,9	32,2
Sist. Int. de Supervisão Oper. e Telecomunicações	5,3	4,9	7,2	17,4
Investimento Inovador	4,8	6,2	18,6	29,6
<b>Total Investimento Rede Inteligente</b>	<b>24,1</b>	<b>20,9</b>	<b>55,2</b>	<b>100,2</b>

Tendo em conta as variações nos valores dos programas nos três cenários de investimento, a variação no total 2019-2023 do investimento em rede inteligente para o cenário 3 é de mais de 53M€, enquanto que no cenário 1 os valores são inferiores em 16M€ relativamente ao cenário 2, conforme apresentado no capítulo 12.1.2.3.

Assim, o investimento em rede inteligente proposto procura assegurar o desenvolvimento adequado do paradigma das redes inteligentes na rede de distribuição, considerado essencial pela EDP Distribuição como resposta aos desafios atuais do setor.

### 4.3 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

O investimento não específico aqui referido deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

Este investimento é composto essencialmente por sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos.

Os sistemas informáticos, pela sua função e características estruturantes da atividade da empresa, apresentam valores de investimento com algum significado. A EDP Distribuição está a fazer um caminho semelhante aos restantes ORD (todos estão a investir significativamente em SI), a digitalização da economia, a alteração de paradigma tecnológico (automação, Big Data, gestão de ativos, etc..) tornam os investimentos em novos sistemas indispensáveis para dar cumprimento (com qualidade e eficiência) às exigências regulatórias e às expectativas dos agentes de mercado. São, por isso, fundamentais para enquadramento no desenvolvimento de uma rede inteligente.

Relativamente aos edifícios e outras construções, o investimento a realizar decorre de programas de eficiência e otimização na utilização de espaços detidos pela empresa.

Relativamente a equipamentos de transporte, a decisão de renovação da frota é tomada com base em princípios de eficiência, em função do tipo de viatura, número de anos, km percorridos/acumulados e estado geral de cada viatura. De forma a conseguir economias de escala, esta renovação é feita de modo integral e global, seguindo critérios perfeitamente definidos e objetivos.

Na rubrica “Outros” estão considerados investimentos muito diversos, mas que genericamente podemos enquadrar e classificar como o equipamento administrativo, social, ferramentas e mobiliário.

O valor considerado para o PDIRD diz respeito aos investimentos a realizar na RND e resulta da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT.

O conjunto de intervenções consideradas no investimento não específico, para a rede de AT e de MT, no período 2019-2023, corresponde a um investimento global de cerca de 55,6M€.

No capítulo 7.5 é apresentada uma descrição mais detalhada do investimento não específico na EDP Distribuição.

## 5. EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS E CARGAS

No presente capítulo caracteriza-se a previsão de consumos e cargas para o período do PDIRD-E 2018 (2019-2023), fazendo-se, ainda, uma análise breve à recente evolução histórica.

### 5.1 PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE (EDP)

O gráfico que se segue retrata os valores e previsões de energia distribuída na rede nacional de distribuição (RND) não considerando o valor de consumo da MAT, de acordo com o estudo desenvolvido pela EDP Distribuição para o período 2018-2024 e que se apresenta no anexo 10. Estes valores consideram os efeitos previstos das medidas de eficiência energética e do consumo dos veículos elétricos.

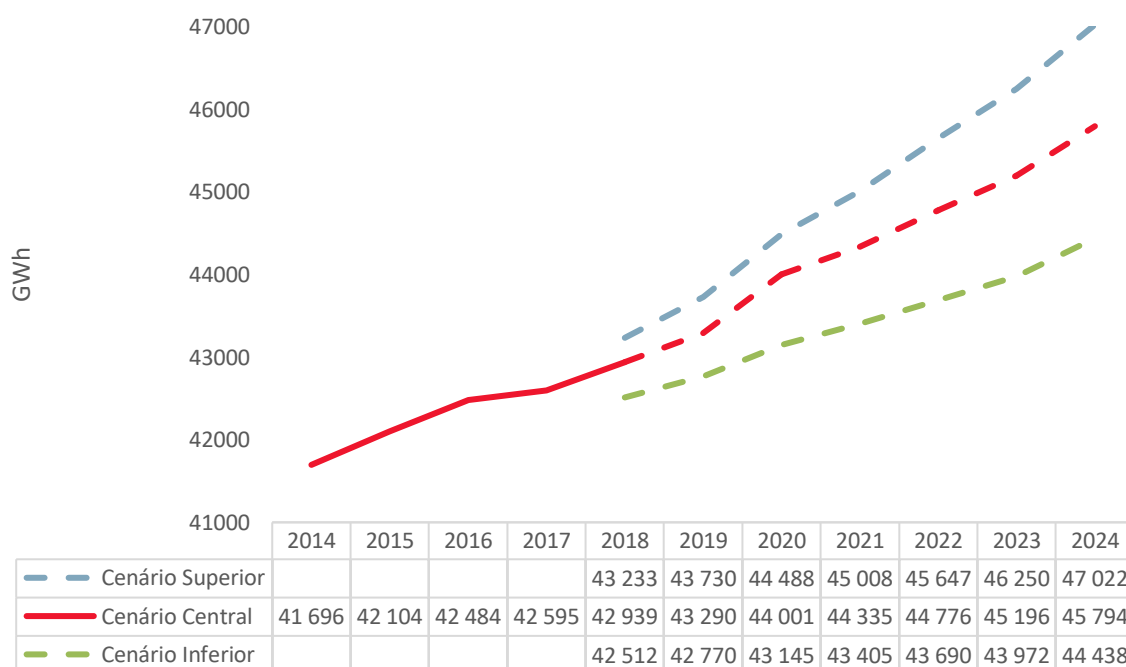


Figura 5.1: Energia Entrada na RND sem considerar consumo MAT (previsão EDP)

### 5.2 COMPARAÇÃO COM AS PROJEÇÕES DO RMSA DO SEN

Os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA-E 2016), considerado para a elaboração deste Plano, estão baseados nos dados reais de procura e oferta do ano de 2015, pelo que não incorporam os efeitos dos valores verificados nos anos seguintes. Assim, entendeu-se adequado ajustar as necessidades tendo em consideração a evolução confirmada nos últimos anos e os indicadores macroeconómicos mais recentes.

Na Figura 5.1 apresenta-se a comparação dos cenários macroeconómicos considerados nos pressupostos do RMSA-E 2016 e no estudo da EDP Distribuição, verificando-se que o cenário da EDP Distribuição é mais otimista que o cenário do estudo do RMSA no período do Plano.

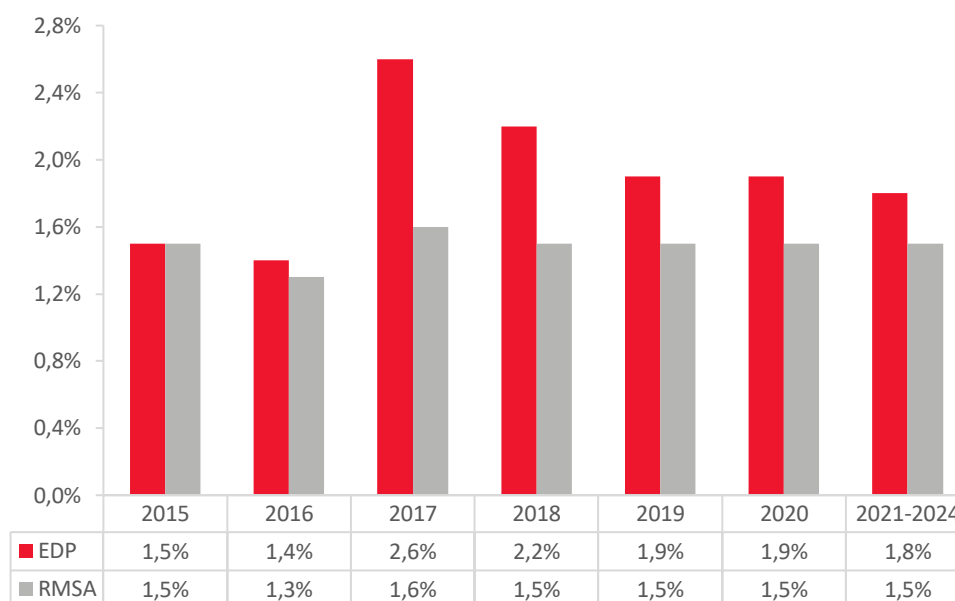


Figura 5.1: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%)  
 Fonte histórica – valores de 2015 e 2016 do Banco de Portugal  
 (Comparação de Estimativas EDP e RMSA)

Conforme ilustrado no gráfico da Figura 5.1, depois de um crescimento real de 1,4% no ano de 2016 e uma projeção de 2,6% efetuada no final do ano de 2017 por diversas entidades, as projeções adotadas pela EDP Distribuição, baseadas na média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas<sup>16</sup>, são mais otimistas que as consideradas no RMSA E-2016. Este fator é motivado, essencialmente, pelo facto de o RMSA ter uma data de elaboração anterior à recuperação macroeconómica verificada.

O estudo efetuado pela EDP Distribuição para o período 2018-2024 que se apresenta no Anexo 10, para além de considerar as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, considera também os consumos reais verificados nos anos 2016 e 2017, bem como as estimativas mais recentes para o impacto das medidas de eficiência energética e do consumo dos veículos elétricos.

É possível observar no gráfico da Figura 5.2 e na Tabela 5.1 a comparação das previsões de ambos os estudos para o período 2016-2024. À semelhança do estudo de previsão de consumos realizado pela EDP Distribuição, também os pressupostos do RMSA-E 2016 consideram três cenários de consumo (Inferior, Central e Superior).

<sup>16</sup> Ministério das Finanças | Banco de Portugal | Comissão europeia | OCDE | FMI

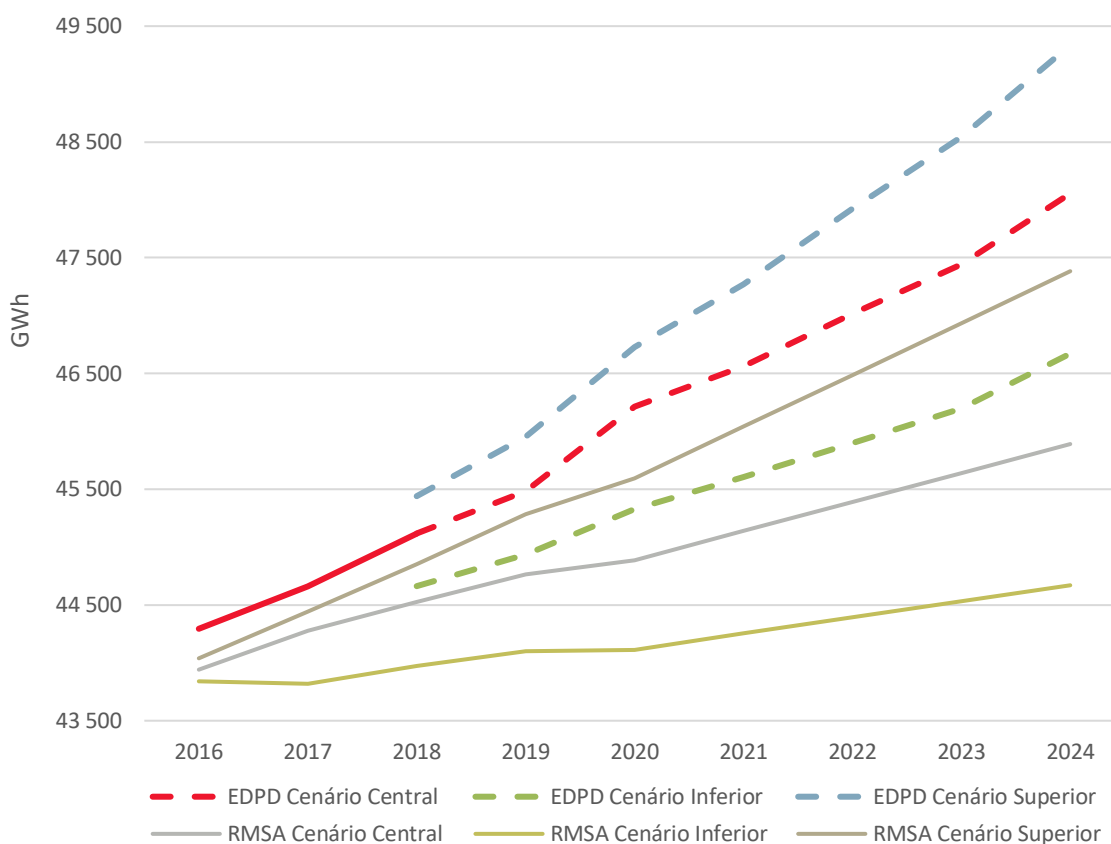


Figura 5.2: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA

Tabela 5.1. Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA

Consumo (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>EDP Cenário Inferior</b>			44.662	44.935	45.328	45.604	45.900	46.194	46.671
<b>EDP Cenário Central <sup>(1)</sup></b>	44.599*	44.753*	45.116	45.482	46.211	46.560	47.012	47.443	48.054
<b>EDP Cenário Superior</b>			45.440	45.952	46.730	47.268	47.923	48.542	49.336
<b>RMSA Cenário Inferior</b>	43.853	43.882	44.070	44.234	44.297	44.474	44.651	44.826	45.001
<b>RMSA Cenário Central <sup>(2)</sup></b>	43.941	44.291	44.567	44.830	44.993	45.270	45.547	45.826	46.104
<b>RMSA Cenário Superior</b>	44.029	44.439	44.862	45.298	45.631	46.081	46.535	46.993	47.453

\*Os valores do cenário central EDP Distribuição para 2016 e 2017 são valores reais, não considerando correções de impactos de temperatura e calendário.

De forma a estabelecer dados de consumo final comparáveis entre si, considerou-se:

<sup>(1)</sup> Consumo Final EDP = Energia Entrada na RND - Perdas na RND

<sup>(2)</sup> Consumo Final RMSA = Consumo Total na Emissão com VE - Perdas de transporte e distribuição (não se considera o autoconsumo)

Analisando os resultados verifica-se que as previsões de consumo assumidas no RMSA-2016 são menos otimistas que as previstas no estudo da EDP Distribuição, o que é explicado em certa medida pelos cenários macroeconómicos considerados. Também tem influência nesta diferença os anos iniciais de consumo, que no caso do estudo da EDP Distribuição tem como base consumos reais de 2016 e 2017, superiores aos valores estimados nos pressupostos do RMSA-E 2016.

Assim, apesar do RMSA-2016 apresentar taxas de crescimento inferiores, no PDIRD-E 2018 foram adotadas as projeções de consumo do estudo da EDP Distribuição tendo em conta que o este estudo utiliza dados mais recentes, quer das previsões da atividade económica quer do consumo verificado. Dos três cenários da EDP Distribuição, o cenário de consumo adotado para este Plano é o cenário central.

Entretanto, como os projetos de investimento a definir para a RND têm desenvolvimento e impactos locais, os pressupostos base que suportam a tomada de decisão estão ancorados nas previsões de pontas e consumos locais.

### 5.3 HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

A Figura 5.3 apresenta a evolução histórica da energia elétrica distribuída, no período 2014-2017, correspondendo às vendas de energia no mercado regulado e livre, centrais do grupo EDP e consumos próprios da EDP Distribuição.

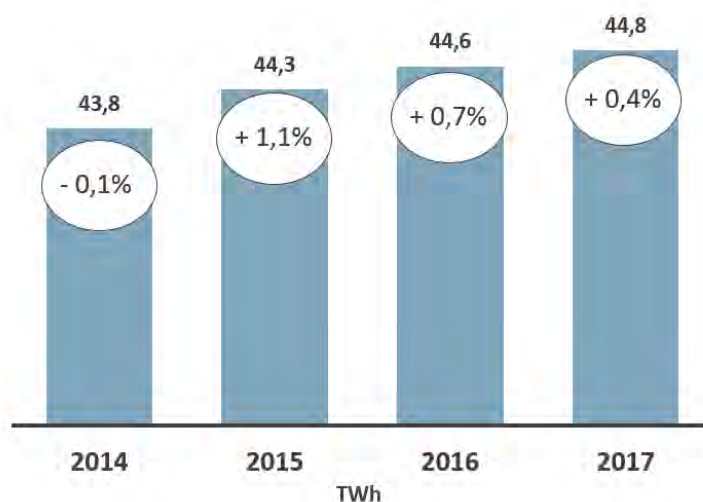


Figura 5.3: Evolução da energia elétrica distribuída, 2014-2017

Uma análise à figura permite concluir que a taxa média de crescimento anual (TMCA) dos consumos, no período em análise, foi de +0,8%.

Após um período de quebra acentuada dos consumos entre 2011 e 2014, verificou-se um crescimento dos consumos a partir de 2015, com um crescimento mais moderado nos dois últimos anos. Ainda que o crescimento não seja muito acentuado, verifica-se já uma leve retoma, em consonância com o aumento do PIB já referido.



Em 2017, os consumos de energia elétrica por nível de tensão tiveram a distribuição que se apresenta na Figura 5.4.

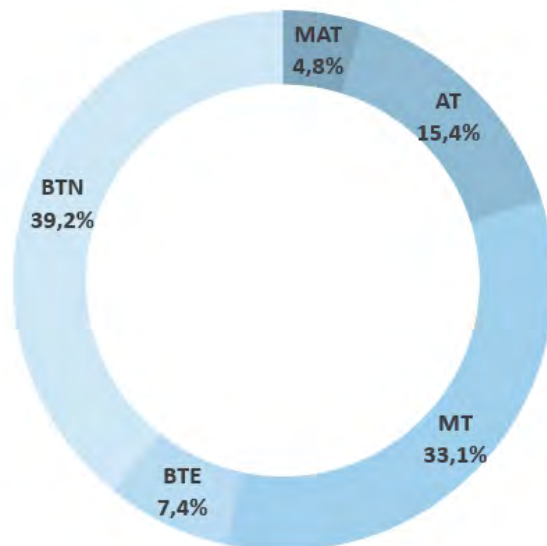


Figura 5.4: Distribuição de consumos por nível de tensão, ano 2017

Da análise da figura anterior conclui-se que cerca de 47% dos consumos se verificaram na baixa tensão.

A Figura 5.5 apresenta a distribuição por tipo de uso.



Figura 5.5: Distribuição de consumos por setor, ano 2017

Da análise da figura anterior constata-se que a maior fatia de consumo se verifica na indústria. Os consumos por setor mantêm-se em consonância com os dados do PDIRD-E anterior.

Apresenta-se na Figura 5.6 um mapa com as densidades de consumos MT+BT para cada concelho de Portugal Continental (os consumos MT+BT são determinantes para o dimensionamento das subestações AT/MT da RND).

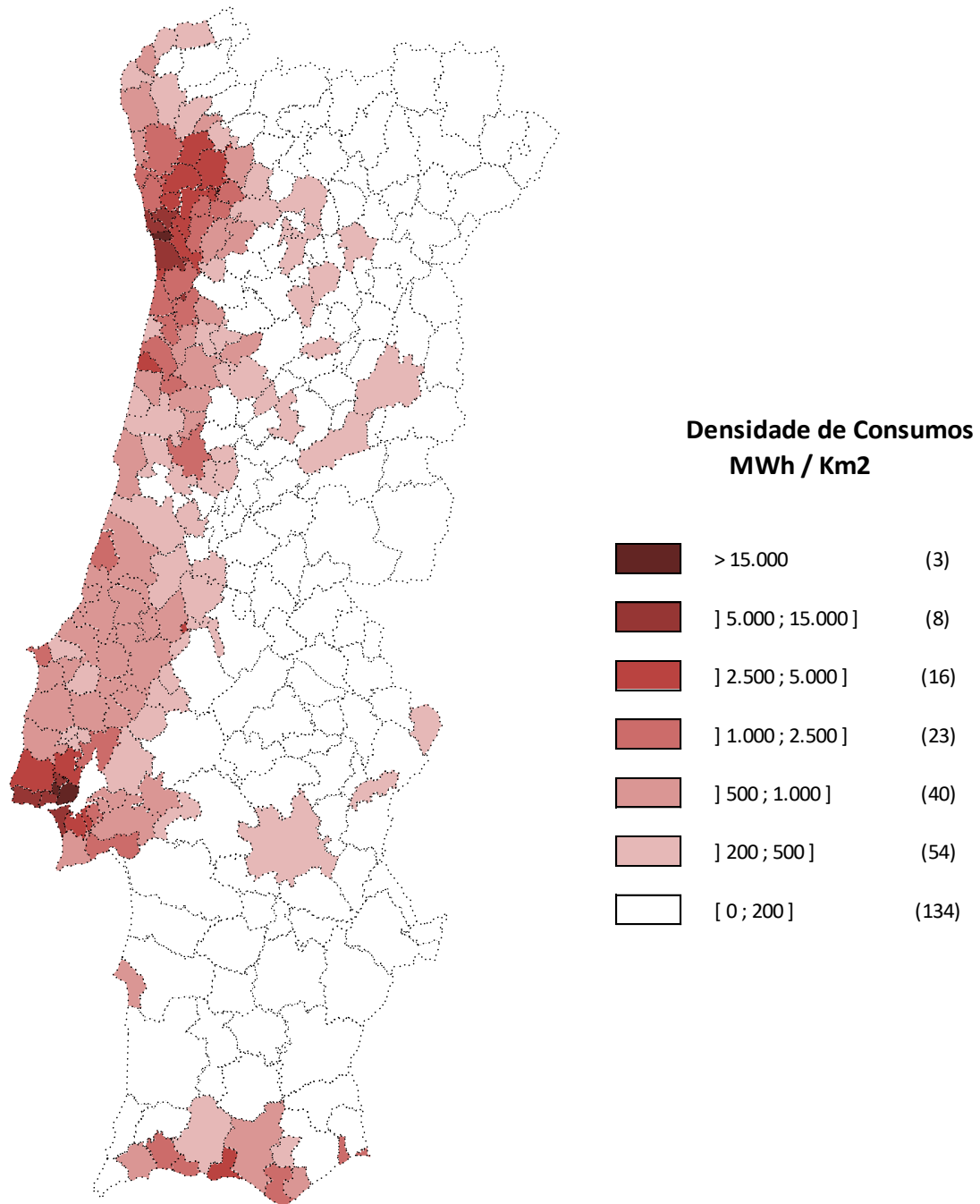


Figura 5.6: Distribuição de classes de densidade de consumos MT+BT por concelho, ano 2017

Uma análise genérica ao mapa permite concluir que a grande maioria dos consumos de eletricidade estão concentrados na faixa litoral e nos grandes centros urbanos.

## 5.4 HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DAS CARGAS

A evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição nos anos de 2014 a 2017 é representada na Figura 5.7.

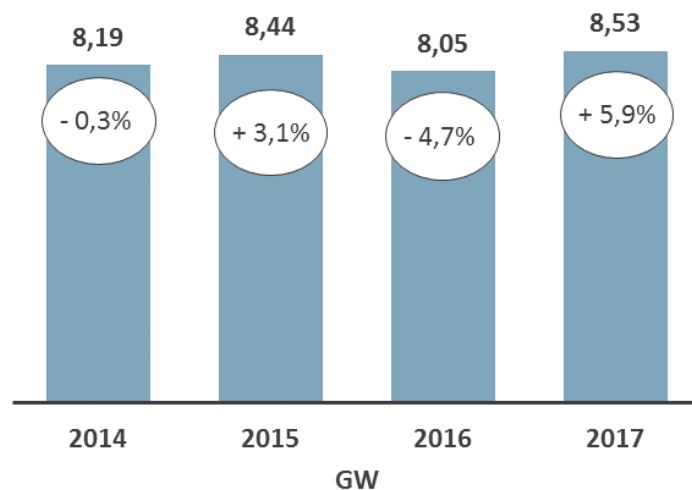


Figura 5.7: Evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição, 2014-2017

Relativamente à evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição, e tendo em conta o seu histórico, verifica-se uma oscilação nos valores da ponta no período considerado, mas com um acréscimo em 2017. A TMCA, no período 2014-2017, foi de +1,4%.

A evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da RND é a que se apresenta na Figura 5.8.



Figura 5.8: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da EDP Distribuição, 2014-2017

Verifica-se que a evolução da potência instalada tem crescido a um ritmo ajustado à evolução da carga no período 2014-2017. Este crescimento justifica-se para fazer face a crescimentos localizados de consumo e adequar os níveis de utilização das subestações mais carregadas, nomeadamente naquelas onde essa utilização ultrapassou os 90%, garantindo os padrões de segurança para planeamento, a melhoria da qualidade de serviço e o aumento da eficiência da rede.

## 5.5 PREVISÃO DE CONSUMOS E PONTAS

### 5.5.1 CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Conforme atrás referido, para fundamentação da previsão dos consumos tida em conta no presente Plano inclui-se no anexo 10 o estudo elaborado pela EDP Distribuição, considerando os consumos verificados até ao ano de 2017, as previsões mais recentes da evolução da atividade económica e as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética e do consumo dos veículos elétricos. Apresentam-se, em seguida, os consumos que constam deste estudo. Na Tabela 5.2 são apresentadas as previsões anuais dos consumos globais.

Tabela 5.2. Previsão de Consumos Globais

Unidade: GWh

Ano	Energia Entrada na RND	Perdas na RND	Energia Distribuída pela RND	Taxa de Crescimento
2015	48.392	4.114	44.277	1,1%
2016	48.629	4.029	44.599	0,7%
2017	49.004	4.251	44.753	0,3%
2018	49.099	3.983	45.116	0,8%
2019	49.439	3.957	45.482	0,8%
2020	50.170	3.959	46.211	1,6%
2021	50.519	3.959	46.560	0,8%
2022	50.991	3.979	47.012	1,0%
2023	51.456	4.013	47.443	0,9%

A TMCA, no período 2019-2023, é de +1,1%. A energia distribuída anualmente pela RND deverá atingir 47,4 TWh em 2023, valor próximo do máximo histórico atingido em 2010 (47,8 TWh).

A previsão anual dos consumos por níveis de tensão é apresentada nas Tabela 5.3 e Tabela 5.4.

Tabela 5.3: Previsão de Consumos (MAT+AT)

Unidade: GWh

Energia Distribuída pela RND	Verificado 2017	Previsto					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023
MAT + AT	9 042	9 119	9 178	9 272	9 315	9 376	9 437
Variação anual	3,6%	0,9%	0,6%	1,0%	0,5%	0,7%	0,6%

Fonte: Balanço de Energia Elétrica da EDP Distribuição e projeção para os anos 2018-2023

Tabela 5.4: Previsão de Consumos (MT+BTE+BTN+IP)

 Unidade: **GWh**

Energia Distribuída pela RND	Verificado 2017	Previsto					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023
MT + BTE + BTN + IP	35 710	35 996	36 305	36 939	37 244	37 636	38 006
Variação anual	-0,4%	0,8%	0,9%	1,7%	0,8%	1,1%	1,0%

Fonte: Balanço de Energia Elétrica da EDP Distribuição e projeção para os anos 2018-2023

## 5.5.2 CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DAS PONTAS

A evolução prevista da ponta síncrona na RND, para o período de 2008-2024, é a que se apresenta na Figura 5.9.

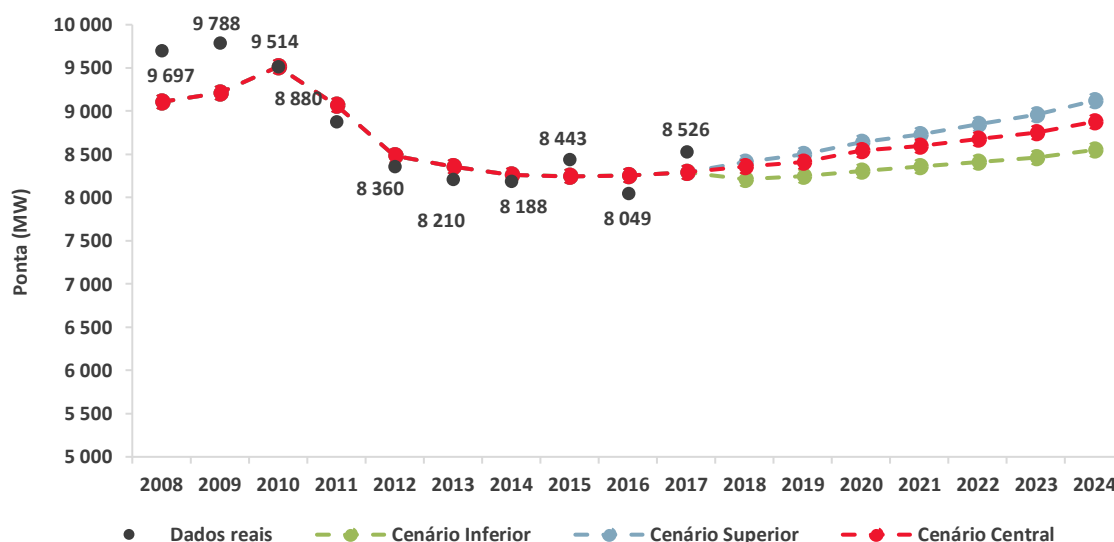


Figura 5.9: Evolução prevista para a ponta síncrona da EDP Distribuição, 2018-2024

No gráfico encontram-se assinalados os valores de ponta máxima registados nos anos de 2008 a 2017 (dados reais). Para os anos de 2018 a 2024 são apresentados três cenários de previsão de ponta síncrona em função dos três cenários previstos da energia entrada.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

## 5.5.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À PONTA DE SUBESTAÇÕES

De acordo com uma recomendação da ERSE emitida no seu Parecer ao PDIRD-E 2016, foi efetuado um estudo com o objetivo de identificar as variáveis relevantes e respetivo modelo de estimação que permitam projetar, ao longo do tempo, a evolução da ponta de uma subestação.

Foram testadas diversas variáveis para correlação, tais como, consumo de energia, carga natural, temperatura, sazonalidade e produção dispersa. Usando uma metodologia de regressão linear aplicada a uma função polinomial de 1º grau foram testados vários modelos combinando as variáveis referidas, obtendo-se resultados inconclusivos sobre a relação da variação da ponta com as variáveis incluídas.

Assim, considerando que os estudos efetuados até agora não são conclusivos, manteve-se neste PDIRD-E 2018 a mesma metodologia utilizada nos PDIRD-E anteriores, ou seja, considerou-se que a taxa de variação da ponta de uma subestação tem um valor igual à taxa de variação dos consumos alimentados pela mesma subestação.

Com vista a futuros Planos a EDP Distribuição continuará a aprofundar este tema, envolvendo nomeadamente entidades académicas, integrando ferramentas e conhecimentos para fundamentação da assunção da relação adotada.

#### **5.5.4 CARACTERIZAÇÃO DAS CARGAS NAS SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO**

As potências das cargas nas subestações para a identificação e justificação dos principais congestionamentos e restrições da capacidade das redes encontram-se no anexo 3.

No anexo 3.A é feita uma caracterização das pontas previstas nas subestações de distribuição para o ano de 2018, considerando os investimentos da EDP Distribuição que se encontram em curso, com data prevista de conclusão no ano de 2018, assim como a evolução dos consumos previstos para esse ano e que interferem na estimativa de pontas.

Nos anexos 3.B e 3.C é feita uma caracterização das pontas nos anos de 2020 e 2023, ou seja, após a realização dos investimentos previstos neste Plano.

A projeção das pontas nas subestações foi efetuada com base na taxa de crescimento de consumo anual prevista para os concelhos, nos níveis de tensão MT e BT.

Nos anexos para cada subestação descreve-se a sua potência instalada, a ponta máxima e carga natural (inverno e verão), a potência de ligação disponível e a utilização da potência instalada.

Os termos utilizados nos quadros têm os seguintes significados:

Potência instalada – é igual à soma das potências nominais dos enrolamentos primários dos transformadores instalados na subestação, em MVA

Ponta máxima – Ponta máxima assíncrona em situação normal de exploração e considerando a produção dos PRE ligados à rede MT;

Carga natural – é a potência necessária para satisfazer as cargas da área de influência da subestação, em MVA

Potência de ligação disponível – é a parte da "potência garantida" que excede a "carga natural", em MVA (representa a carga natural passível de ser alimentada, acima da carga natural existente)

Potência garantida – é a potência que a subestação pode satisfazer no caso de se avariar o maior transformador e tem em conta a possibilidade de recurso pela média tensão, se existir, em MVA (situação de contingência N-1)

### **5.5.5 FOCOS DE DESENVOLVIMENTO DE CARGAS**

O contacto com diversas Entidades e os vários meios que a EDP Distribuição tem disponíveis para recolha de informação do mercado, relativa a eventuais intenções de ligação à rede, permitiu sinalizar zonas de potencial crescimento acentuado de cargas.

Para estas zonas, avaliou-se a capacidade da rede para as alimentar, tendo em conta a rede existente e o seu desenvolvimento previsto neste Plano. Assim, não serão de esperar constrangimentos na rede que venham a inviabilizar as intenções de investimento manifestadas pelos promotores.

Salienta-se que os grandes empreendimentos têm prazos de concretização alargados, pelo que não se justifica a realização antecipada de infraestruturas extra em resposta a essas solicitações. No entanto, face à relevância dos valores de potência envolvidos, estes poderão influenciar a escolha de soluções técnicas mais potenciadas, globalmente integradas em zonas onde se prevê um crescimento mais acentuado.

Face à incerteza na concretização de novos empreendimentos, em termos de datas e valores de potência a requisitar, serão devidamente monitorizados os focos de desenvolvimento de cargas, uma vez que valores significativamente diferentes dos previstos poderão criar necessidades de ajustamento no investimento, nomeadamente nos últimos anos deste Plano.

Página em branco



## 6. PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA

---

### 6.1 PONTOS DE ENTREGA DA RNT

No final de 2018, prevê-se que a RND esteja fisicamente ligada à RNT em 66 pontos de entrega (abreviadamente, PdE), divididos em 65 subestações e uma linha MAT de interligação transfronteiriça, a linha explorada a 130 kV LINDOSO - CONCHAS. Esta última, é utilizada apenas em regime de socorro, sendo nulo o trânsito de energia em exploração normal. No ano antecedente ao período abrangido pelo PDIRD-E 2018, concluiu-se a ligação da RND à subestação da REN - OURIQUE, concelho de Ourique, da RND à subestação REN - Alcochete, concelho de Alcochete, tendo sido desativados conforme previsto os pontos de entrega REN - RUIVÃES e REN - GUIMARÃES.

Para satisfação das necessidades de abastecimento de novos consumos e melhoria do desempenho do sistema, durante o período abrangido pelo PDIRD-E 2018 está prevista a entrada em serviço de 2 novos pontos de entrega da RNT:

- VILA NOVA DE FAMALICÃO
- DIVOR

Para fazer face ao crescimento dos consumos que então se verificavam no eixo Porto – Póvoa de Varzim, foi prevista a necessidade de apoio da Rede de distribuição em AT com um novo PdE, na região de Vila do Conde. Os estudos efetuados pelo concessionário da RNT conduziram à localização do futuro PdE no concelho de Famalicão, afastando-se do propósito inicial. A integração do PdE na RND passa agora por um maior apoio à rede AT alimentada pelo PdE RIBA D'AVE, que verá a sua área de influência aumentada, consequência do encerramento dos pontos de entrega monoalimentados RUIVÃES e GUIMARÃES. Face à redução dos consumos na região observada recentemente, a entrada em serviço do novo PdE REN - VILA NOVA DE FAMALICÃO, inicialmente prevista para 2017, foi acordada com o operador da RNT para 2019, desenvolvendo-se a ligação à rede AT em duas fases: 2019- linhas LOUSADO e REQUIÃO; 2021- linhas BEIRIZ e VILA DO CONDE.

Integrado no plano de desenvolvimento da RNT, foi prevista a abertura de um novo ponto de entrega na região de Évora, o PdE REN - DIVOR. Na proposta de PDIRT-E 2017, este projeto está incluído no conjunto classificado como Projetos Complementares, cuja decisão final de investimento fica sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente. O ORD acompanhará o ORT na concretização do projeto, por forma a assegurar a entrada em serviço simultâneo das infraestruturas nas respetivas redes. De acordo com o concessionário da RNT, a data de entrada em serviço do PdE REN - DIVOR está prevista para 2020/2021.

Integrado no plano de desenvolvimento da RNT, foi prevista a abertura de um novo ponto de entrega na região de Pegões, o PdE REN - PEGÕES. A necessidade deste ponto de entrega estava relacionada com projetos de investimento que iriam aumentar o consumo de energia e requeriam elevada fiabilidade de abastecimento, como o Novo Aeroporto de Lisboa e a Plataforma Logística Multimodal do Poceirão. Face à decisão de adiamento destes investimentos, foi, de comum acordo com o concessionário da RNT, adiada a data de entrada

em serviço deste novo PdE para depois de 2025. Mantendo-se essa data, as obras de ligação à rede AT iniciar-se-ão depois do período abrangido pelo PDIRD-E 2018.

Para além de novos pontos de entrega, estão previstas novas ligações aos pontos de entrega existentes no período abrangido pelo PDIRD-E 2018, que necessitam de novos painéis nos PdE da RNT:

- PdE VILA FRIA- painel SÃO ROMÃO DE NEIVA II
- PdE CASTELO BRANCO – painel TALAGUEIRA II
- PdE ESTREMOZ – painel MARANHÃO

De comum acordo com o ORT e face à redução dos consumos verificados, foi adiada para 2025 a construção do painel SANTO ANDRÉ, no PdE SINES.

O Plano de Investimentos na RND contempla as infraestruturas necessárias para que, no período de abrangência respetivo, seja dado cumprimento aos compromissos estabelecidos com o concessionário da RNT. Os projetos específicos que concretizam esses desenvolvimentos encontram-se descritos no Capítulo 7 e nos anexos.

## 6.2 LINHAS AT E MT DE INTERLIGAÇÃO TRANSFRONTEIRIÇAS

Existem duas linhas da RND de interligação transfronteiriça com as redes de Espanha, uma linha AT e uma linha MT:

- Linha 60 kV ALCÁÇOVA – BADAJOZ
- Linha 15 kV VILA VERDE DE FICALHO – ROSAL DE LA FRONTERA

O trânsito de energia nestas linhas, maioritariamente nulo dado tratar-se de linhas de recurso, é contabilizado pelo concessionário da RNT.

Após a entrada em serviço do PdE REN - ESTREMOZ e da linha da RND ESTREMOZ - ALCÁÇOVA, a interligação transfronteiriça ALCÁÇOVA – BADAJOZ, que alimentava até então os consumos nos concelhos de Campo Maior e de Elvas a partir da rede espanhola, passou a ter apenas a função de alimentação de recurso.

Nos anos 90, foram estabelecidas duas linhas MT de interligação transfronteiriça: Barrancos-Encinasola, já desativada, e Vila Verde de Ficalho - Rosal de la Frontera, para alimentação mútua das redes locais dos dois países. Com o aumento dos consumos e a evolução das redes, estas interligações deixaram de ser suficientes para a alimentação dos consumos envolvidos, tendo sido a primeira desativada por motivo de alteração da tensão no lado português (Barrancos). Relativamente à segunda linha, quando se justificar a alteração da tensão do lado português, o ORD solicitará ao operador da RNT que sejam desenvolvidas as diligências necessárias com vista à cessação do contrato de interligação MT entre os operadores da rede elétrica Portuguesa e Espanhola.

## 6.3 PRODUÇÃO EMBEBIDA

### 6.3.1 SITUAÇÃO EM 31 DEZEMBRO 2017

O ano de 2017 termina com aproximadamente 4.890MVA (4.718MW) de potência ligada na RND, dividida entre 4.316MVA (4.266 MW) relativa a 648 instalações de PRE ligados e 574MVA (452MW) de potência ligada de relativa a 14 instalações de PRO.

No período entre 31 de dezembro 2015 e 31 de dezembro de 2017, o aumento da potência ligada na RND foi de apenas 41MVA, valor reduzido por comparação com anos anteriores, devido à ligação de 15 novos produtores, ao ajustamento de potência de alguns produtores e à desligação e anulação do respetivo ponto de receção de alguns produtores.

A fonte eólica mantém o peso de 57% da potência ligada na RND, e a tecnologia com maior variação relativa é a fotovoltaica, com um crescimento de 8% entre 2015 e 2017, porém mantendo a menor representação de 7% da potência ligada em PRE na RND.

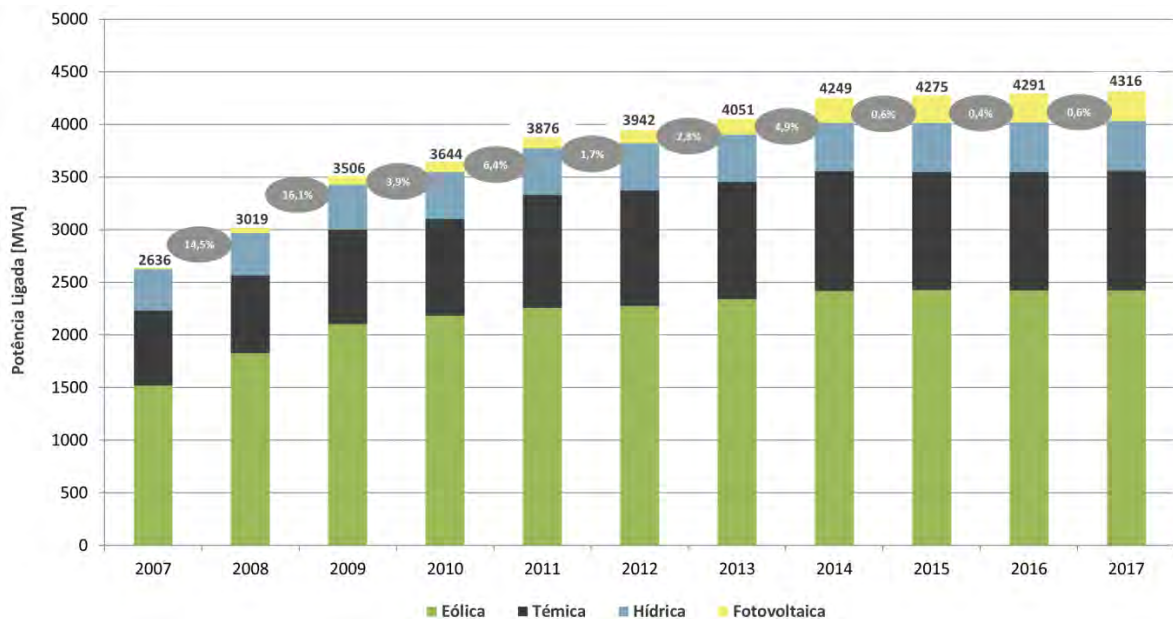


Figura 6.1: Evolução da PRE ligada na RND

### Processos em curso e comprometidos

Sobre a potência ligada na RND em final de 2017 acrescem 169 MVA de potência de ligação relativa a 12 promotores que iniciaram a ligação junto do ORD e previsivelmente encontram-se a construir as centrais ou tê-las-ão ligado desde final de 2017. É o caso de três Centrais Fotovoltaicas totalizando aproximadamente 37 MVA, cujo tempo de ligação nesta fase é normalmente inferior a um ano, o caso de dois parques eólicos totalizando 73 MVA, duas centrais de biomassa totalizando 30 MVA, dois Aproveitamentos Hidroelétricos totalizando aproximadamente 6MVA e outros três produtores totalizando 23 MVA. A efetivação da totalidade desta potência elevaria a potência ligada na RND para 4.485 MVA (coluna (a) no gráfico seguinte).

Adicionalmente, sobre os processos em curso, estão ainda comprometidos ligar na RND aproximadamente 1.079 MVA de potência. Estes processos são situações cujos promotores têm Ponto de Receção (PR) atribuído (coluna (b) do gráfico seguinte) mas o processo de ligação não se iniciou ou está parado. Existem situações sem contactos do Promotor há mais de cinco anos, podendo indiciar o abandono do processo.

O conceito de Ponto de Receção (PR) atribuído designa o compromisso de receção da potência de ligação num ponto da RESP, conseqüente de um ofício da DGEG ao abrigo do Decreto-Lei n.º 312/2001.

O conceito de Potência Comprometida designa a potência de ligação de Centro Electroprodutores, que não estando ligados, têm comprometida a ligação na RESP, quer seja por Licença de Produção, quer seja por PR atribuído.

Incluído nos processos comprometidos encontra-se o centro eletroprodutor da Zona Piloto para as energias oceânicas criado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 5/2008. Ao abrigo desta legislação a concessionária da RND garante a construção, junto da zona piloto, das infraestruturas necessárias para receber a energia elétrica fornecida pelos promotores, para uma potência global até 80 MW. Numa ótica de eficiência de recursos, acompanhando o desenvolvimento da Zona Piloto, serão criadas as condições concordantes com as necessidades de potência que forem sendo declaradas pela entidade gestora.

Sobre os 6.100 MVA de potência ligada e comprometida na RND (PRO+PRE) avalia-se que em 2018 a RND disponha de 7.835 MVA de capacidade de receção para outros centros eletroprodutores, evidenciando uma elevada disponibilidade da RND para satisfazer futuras ligações de produção. No final de 2020 a capacidade de receção aumenta para 8.142 MVA, sendo este aumento explicado pelo significativo número de novas ligações 60 kV a partir de PdE RNT, nomeadamente, duas novas linhas 60kV do PdE VILA NOVA DE FAMALICÃO, uma nova linha 60 kV do PdE CASTELO BRANCO, o desdobramento da linha 60 kV VILA-FRIA - S. R. NEIVA em dois circuitos 60kV, mas também a outros reforços na RND. No final de 2023, a capacidade de receção volta a aumentar para 8.229 MVA. A capacidade de receção na RND encontra-se, contudo, limitada à capacidade disponível na RNT.

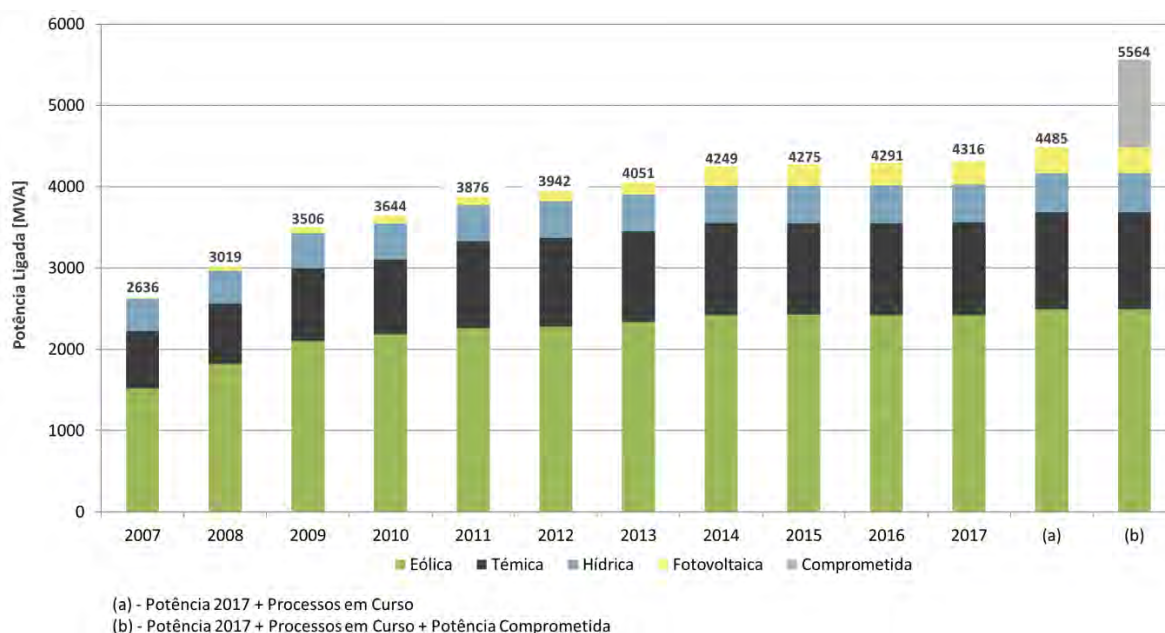


Figura 6.2: Evolução da PRE ligada na RND com processos em curso e comprometida

### 6.3.2 ACOMPANHAMENTO DA EVOLUÇÃO DAS EXPECTATIVAS DE LIGAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA A NÍVEL LOCAL

De 2012 ao final de 2017 foram analisados para efeito de viabilidade de ligação na RND 8.909 MVA de potência de ligação devida por 635 centro eletroprodutores, com a potência média de 13,5 MVA/instalação, sendo 92% da potência de fonte solar, 5% de fonte eólica e os restantes 3% das restantes fontes. No anexo 9.C é apresentada graficamente a distribuição geográfica da potência pedida viabilizar e também a agregação da potência por SE da RNT.

A potência pedida viabilizar (8.909 MVA) é próxima da ordem de grandeza da ponta do SEN (8.771 MW em 2017), tendo que se considerar a potência já ligada na RND (4.890 MVA) e ainda a potência comprometida com produtores não ligados (1.009 MVA) que toma a disponibilidade de potência para os pedidos de viabilidade. Dados os elevados valores de potência, não se prevê possível a ligação da totalidade da potência pedida viabilizar. A potência de viabilidades é muito concentrada geograficamente, 40% da potência distribui-se por 4 SE RNT, localizando-se a potência essencialmente no interior sul, fora dos centros urbanos. As quatro SE RNT onde se concentram 40% da potência de viabilidades (3.366 MVA), são SE REN-ESTREMOZ (1.330 MVA), REN-SANTARÉM (707 MVA), REN-ÉVORA (684 MVA) e REN-F. ALENTEJO (645 MVA), não se prevendo ser possível também nestes casos satisfazer a totalidade da potência pedida viabilizar.

De uma forma geral a capacidade da RND acompanha a da RNT, sendo em 57 das 65 subestações RNT (88%) a capacidade da RND é superior à da RNT ou superior a 100MVA de capacidade na RNT, valor que ORT define para o qual a ligação de potência superior a este limite terá que ser avaliada caso a caso. Existem apenas oito subestações da RNT nas quais a capacidade da RND é inferior à capacidade da rede montante. Nestas redes, poderá ser possível ao Promotor ligar na RND através de PCAT em linhas AT existentes entre subestações RNT e instalações de serviço particular (solução requerida por vários produtores nos últimos

anos evitando a dificuldade construção de linhas), ou ligando diretamente em subestações RNT, ou procedendo à adaptação da rede AT montante, ou ainda ligar na rede existente caso sejam anulados de Pontos de Receção atribuídos de potência igual ou superior à requerida. No conjunto de 57 subestações da RNT, existem 24 que não dispõe de capacidade de receção, situação compreensível porque 70% da PRE que recai sobre a RNT foi ligada na RND, esgotando a capacidade de transformação MAT/AT e conseqüentemente limitando a ligação de mais potência na RND.

Para facilitar aos promotores a identificação das áreas de menor concorrência com pedidos passados apresenta-se a Tabela 2 do Anexo 9.C, informação de capacidade na RND agregada por SE RNT, a potência comprometida e a potência analisada em viabilidades, bem como se apresenta graficamente a informação de capacidade de receção da RND combinada com a de potência analisada e informada a produtores. Os mapas sugerem que as redes a sul do rio Tejo ficarão esgotadas com as viabilidades já analisadas, a norte do rio Tejo, no interior do país existem algumas redes com reduzida disponibilidade (áreas onde foi ligada a geração eólica), a norte do rio Tejo no litoral, não só a capacidade de receção é maior como também existe menor concorrência de potência analisada.

## **7. CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS A REALIZAR NO PERÍODO 2019-2023**

---

### **7.1 INTRODUÇÃO**

Neste capítulo procede-se à caracterização e justificação dos principais investimentos a realizar no período de 2019 a 2023. Descrevem-se, assim, os projetos individuais bem como os conjuntos de projetos (designados subprogramas) que, apesar de individualmente terem menor dimensão, por possuírem um objetivo comum estão agrupados e são analisados em conjunto, resultando num investimento agregado de maior dimensão<sup>17</sup>. Os valores de investimento apresentados neste capítulo são a custos primários.

Encontram-se, assim, descritos neste capítulo todos os principais projetos e subprogramas considerados neste Plano, em quaisquer dos cenários de investimento. É, ainda, apresentado o valor total previsto (a custos primários) e referidas as datas de conclusão, em cada um dos cenários de investimento onde estão incluídos.

No anexo 8 estão incluídas as fichas de caracterização dos principais projetos e subprogramas considerados no Plano. As fichas são apresentadas a custos totais<sup>18</sup> e com a calendarização adotada no cenário proposto (cenário 2), sendo também referido o respetivo valor total previsto a custos primários. Nas fichas dos projetos ou subprogramas que apenas estão incluídos no cenário 3, é apresentada a calendarização para este cenário.

Nas listas constantes dos anexos 11, 12 e 14 estão identificados todos os investimentos previstos em cada um dos cenários, i.e., para além dos principais investimentos atrás referidos, são ainda listados, em cada programa e subprograma de investimento, os valores agregados dos projetos não descritos individualmente.

Refira-se que os investimentos previstos nos últimos anos do período serão oportunamente reavaliados nas subseqüentes revisões do PDIRD-E, a efetuar de dois em dois anos, podendo sofrer alterações ou surgir novos investimentos.

Por razões de comodidade de representação no mapa de Portugal Continental, à escala 1:750.000, em formato A3, a apresentação dos principais projetos é feita neste plano por grandes zonas, correspondentes a cada folha do mapa:

---

<sup>17</sup> São indicados os investimentos (projetos individuais ou subprogramas) de valor total igual ou superior a 500.000€ (a custos primários), bem como os projetos que dependem do ORT para a sua concretização (independentemente do seu valor de investimento).

<sup>18</sup> Os custos totais nas fichas apresentadas dos projetos e subprogramas consideram valores médios para as componentes AT, MT e Eq. Acessórios, com base em investimentos já realizados.

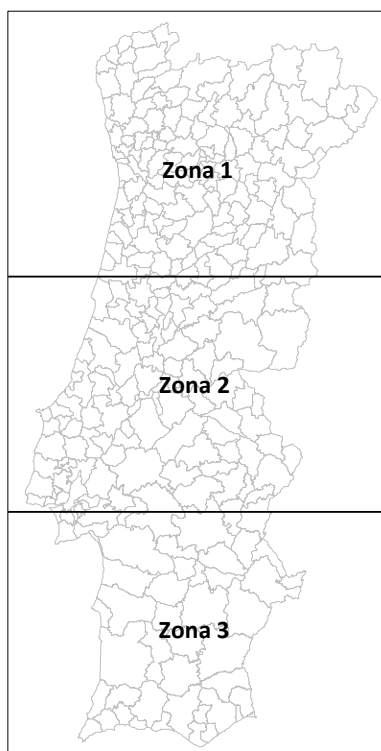


Figura 7.1: Mapa do território nacional (Zonas 1, 2 e 3)

Nas zonas limítrofes os projetos são apresentados na zona, cujos objetivos servem, ou onde têm maior significado. No final são referidos os projetos relevantes de carácter geral, que abrangem a RND, no seu conjunto.

Em cada uma das zonas consideradas, a apresentação é ordenada pela finalidade principal de cada projeto. Há, no entanto, projetos que têm mais do que uma finalidade, sendo inevitável repetirem-se algumas vezes referências ao mesmo projeto. A organização por finalidade é a seguinte:

### **7.1.1 LIGAÇÃO À RNT**

Agrupa os projetos relacionados com a construção de novos injetores MAT/AT e com a remodelação e a desativação de existentes. A realização destes projetos é coordenada entre as concessionárias da RNT e da RND e corresponde tanto a objetivos de reforço e reestruturação da RNT como a necessidades de potência da RND.

Os projetos envolvendo a construção de painéis de linha em subestações da RNT não estão geralmente aqui incluídos, sendo antes apresentados segundo a finalidade a que se destinam as novas linhas a que eles se ligam.

O Plano de Investimentos na RND contempla as infraestruturas necessárias para que, no período de abrangência respetivo, seja dado cumprimento aos compromissos estabelecidos com o operador da RNT.



Nas reuniões de coordenação dos planeamentos do ORD e do ORT, realizadas periodicamente, é assegurado o alinhamento de projetos que envolvem ambos os operadores, sendo assim incorporados neste Plano.

Caso haja alguma alteração posterior na execução deste Plano, a mesma será sempre efetuada de forma coordenada entre os operadores da RND e da RNT.

No anexo 16 inclui-se a lista dos projetos que dependem do operador da RNT para a sua concretização.

Os projetos de ligação à RNT mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

### **7.1.2 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO E DE CENTROS ELETROPRODUTORES**

Engloba os projetos previstos de ligação de instalações de consumo e de produção à rede AT, ou através de subestações AT/MT especialmente construídas para proporcionar essa ligação, e que serão integradas na RND.

Dada a natureza destes projetos, a sua concretização depende naturalmente da iniciativa de terceiros. No PDIRD-E 2018 são referenciados os projetos acordados com os requerentes da ligação, que previsivelmente entrarão em serviço no período abrangido. Os custos financeiros estão considerados no Plano, sob a forma de saldo entre investimento obrigatório e participações financeiras, tendencialmente nulo, de acordo com as regras em vigor. Investimentos deste tipo são frequentemente executados por administração direta do promotor.

Os projetos de ligação de instalações de consumo e centros eletroprodutores mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

### **7.1.3 REFORÇO INTERNO DA RND**

Sob este título é apresentada a maioria dos principais projetos de iniciativa da concessionária da RND, que têm por objetivo atender à evolução natural dos consumos e à melhoria da eficiência da rede, ao cumprimento dos padrões de segurança de planeamento e de qualidade de serviço. Incluem-se aqui novas linhas AT, novas subestações AT/MT e grandes projetos estruturantes de reforço da rede MT.

Neste âmbito estão, ainda, incluídos os projetos associados ao subprograma Garantia de abastecimento a blocos de carga do tipo D (ver capítulo 4.1.2 e ficha no anexo 8).

Os projetos de reforço interno da RND mantêm-se nos três cenários de investimento analisados.

#### **7.1.4 MANUTENÇÃO E MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO**

Inclui os projetos direcionados para a redução do número e da duração das interrupções de energia elétrica, para melhoria dos indicadores de qualidade de serviço e da qualidade da energia e redução das assimetrias entre regiões.

Para além de projetos genéricos para melhoria da qualidade de serviço, estão definidos subprogramas no programa de investimento Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica orientados especificamente para:

- garantia N-1 às sedes de concelho
- melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST
- aumento da resiliência das linhas aéreas
- reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa

Estes subprogramas encontram-se detalhados no capítulo 4.1.3. São, ainda, descritos em ficha no anexo 8, onde se inclui, também, os valores respetivos previstos no Plano.

Os investimentos do programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica variam consoante o cenário de investimento, nomeadamente tendo em consideração os diferentes objetivos de qualidade de serviço técnica definidos para cada um deles. O investimento neste programa mantém-se nos cenários 1 e 2, sendo superior no cenário 3.

Adicionalmente, refere-se ainda aqui o programa Automação e Telecomando da Rede MT (inclui projetos não descritos individualmente de instalação e realocação de pontos de telecomando), pelo seu elevado contributo para a melhoria qualidade de serviço técnica. Este programa encontra-se, também, mais detalhado no capítulo 4.1.3 e a ficha respetiva é incluída no anexo 8. O investimento neste programa mantém-se nos cenários 1 e 2, sendo superior no cenário 3.

#### **7.1.5 RENOVAÇÃO E REABILITAÇÃO DE ATIVOS**

O elevado número de ativos técnicos da rede obriga à adoção de políticas e critérios de gestão adaptados a cada classe de ativo, tendo em conta as especificidades próprias e a sua envolvente.

A EDP Distribuição monitoriza e avalia a condição técnica dos ativos, utilizando os diversos tipos de manutenção, maximizando o seu bom desempenho e minimizando o número de interrupções no fornecimento de energia elétrica, melhorando assim a qualidade de serviço.

Para avaliar as necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos foi elaborado um estudo cujo sumário executivo se encontra no anexo 9.A e que fundamenta os valores de investimento em renovação e reabilitação de ativos a incluir neste Plano.

Deste estudo relevam-se os seguintes aspetos:

- Para os ativos transformadores AT/MT e linhas AT, cuja monitorização é mais cuidada, o risco é minimizado e, por isso, aceita-se um aumento da sua idade média sem comprometer os objetivos de qualidade de serviço.
- Na rede MT considera-se a continuidade de substituição de ativos de seções reduzidas, que não estejam dimensionados para a corrente de curto-circuito expectável nas redes em que estão integrados ou que apresentem envelhecimento elevado.
- Reabilitação de componentes associados a subestações AT/MT e postos de corte, nomeadamente sistemas de alimentação de corrente contínua, pelo grande impacto que a sua falha tem na qualidade de serviço.
- Esforço de renovação de disjuntores, incidindo particularmente sobre os disjuntores a óleo. Foram, adicionalmente, identificados os disjuntores com poder de corte inferior à potência de curto-circuito em situação normal de exploração, cuja renovação será priorizada.

Estas considerações são válidas para os cenários 2 e 3 considerados nesta proposta de PDIRD-E 2018, relativamente aos investimentos previstos em renovação e reabilitação de ativos AT/MT, e para os quais contribuem diversos programas de investimento (o estudo considera uma contribuição percentual estimada de diversos programas para esta componente). Relativamente ao cenário 1, cujo investimento é mais reduzido, obriga a um acompanhamento mais cuidadoso da evolução dos indicadores de desempenho dos ativos, por acarretar um risco maior de redução dos níveis de fiabilidade dos equipamentos devido ao seu envelhecimento mais acentuado.

Apresenta-se, na figura seguinte, o gráfico com a idade média por classe de ativo da RND, verificada em 2016 e previsão para 2023, para os três cenários de investimento em renovação e reabilitação de ativos AT/MT analisados no referido estudo. O cenário de investimento proposto neste Plano (cenário 2) situa-se entre os cenários intermédio e inferior do estudo.

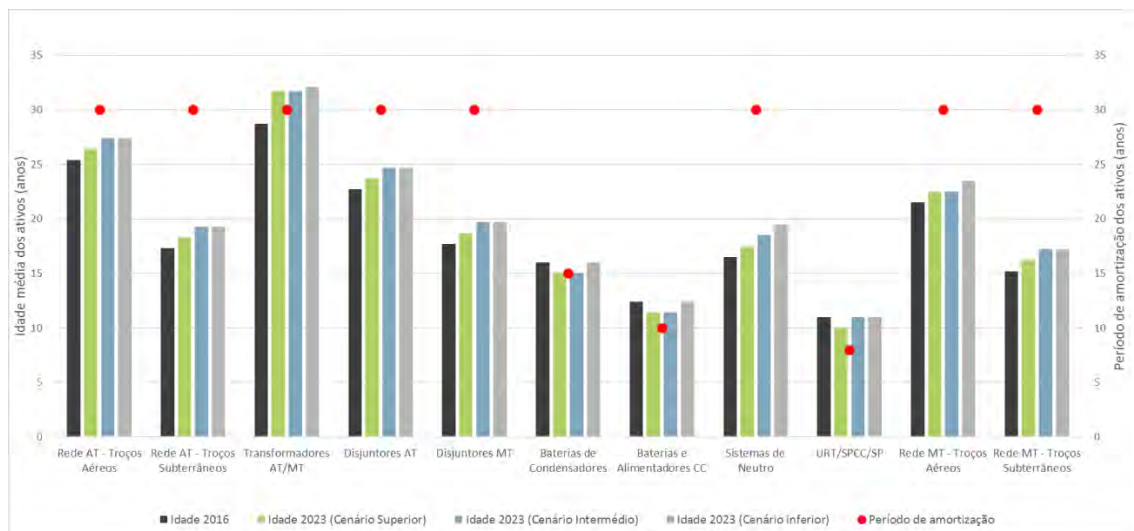


Figura 7.2: Idade média de classes de ativos da RND verificada em 2016 e previsão para 2023 para os três cenários de investimento analisados no estudo (anexo 9.A)

Conhecendo como os ativos envelhecem ao longo do seu ciclo de vida é possível determinar o momento mais adequado para efetuar as intervenções necessárias à reposição da sua

condição técnica, seja através de ações de beneficiação, reabilitação ou substituição (renovação).

A metodologia utilizada para priorizar as propostas de investimentos a realizar no programa Renovação e Reabilitação de Ativos é efetuada com base no cálculo do Índice de Criticidade para cada um dos ativos. Esta metodologia foi apresentada no PDIRD-E 2016, mantendo-se a sua aplicação na presente proposta de PDIRD-E 2018.

Após uma primeira análise, para identificar os ativos com uma condição técnica menos satisfatória, é calculado o Índice de Falha para cada um dos ativos, que quantifica o grau de desadequação do ativo para a função que desempenha. Este índice é obtido ponderando o Índice de Saúde com o Índice de Fatores Externos.

São então selecionados os ativos que apresentam um Índice de Falha elevado e avaliados os impactos, associados à sua falha, nos valores de negócio da Empresa.

Seguidamente é determinado o Índice de Criticidade associado à falha de cada um dos ativos selecionados, permitindo ordenar os ativos com condição considerada insatisfatória em função da quantificação da criticidade.

A determinação do Índice de Criticidade associado às falhas dos ativos técnicos da EDP Distribuição tem como base a utilização de uma Matriz de Risco.

Uma vez identificados os ativos que apresentam um nível de risco considerado inaceitável (maiores índices de criticidade), são estudadas alternativas que permitam mitigar o risco e trazê-lo para níveis moderados ou aceitáveis. Os ativos em que esta mitigação possa ser conseguida através da atuação no Índice de Falha são objeto de estudo, para identificação de propostas a integrar o programa de investimento Reabilitação ou Renovação de Ativos.

Os projetos de investimento incluídos no programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT foram selecionados tendo em consideração o Índice de Criticidade calculado, bem como os objetivos definidos para a qualidade de serviço e otimizando as diferentes intervenções numa mesma instalação.

Esta metodologia, permite efetuar uma melhor alocação dos recursos, renovando os ativos ou prolongando a sua vida, e assegurando bons desempenhos com custos justificados e risco controlado.

A EDP Distribuição, tendo como objetivo assegurar a melhoria contínua das suas metodologias de avaliação de necessidades de investimento em renovação e reabilitação de ativos, está a desenvolver ferramentas de análise da condição de ativos com instituições académicas (anexo 9.E).<sup>19</sup> A EDP Distribuição está, também, a desenvolver o projeto JUMP, o qual permitirá a

---

<sup>19</sup> Apresenta-se em anexo o sumário executivo do projeto PATH – Predictive Transformer Health, desenvolvido com o INESC TEC, dirigido ao aperfeiçoamento da metodologia de avaliação da condição e fiabilidade de transformadores AT/MT e prevê-se o lançamento, durante o corrente ano, do projeto HEAD - HEath Index for Assets of the Distribution Network, com a mesma

recolha de um maior volume de dados associados à gestão de ativos técnicos, facilitando o desenvolvimento e implementação de metodologias avançadas de gestão de ativos.

Pretende-se, neste Plano, recuperar os níveis de investimento em renovação e reabilitação de ativos para níveis considerados adequados, nomeadamente face ao adiamento de investimento neste âmbito considerado na proposta final do PDIRD-E 2016.

Considera-se que os cenários 2 e 3 de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018 estão em linha com as necessidades de investimento estimadas e de acordo com os pressupostos do estudo atrás referido “Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de Ativos nas redes de MT e AT” (anexo 9.A).

Embora o valor global de investimento em renovação e reabilitação de ativos do cenário 2 seja um pouco inferior, tendo em conta o esforço de monitorização a ser efetuado sobre os elementos mais críticos da rede, considera-se que o risco é mitigado.

No caso do cenário 1, este investimento é consideravelmente inferior, pelo que o aumento do risco de colapso total de instalações é significativo, o que poderá ter um forte impacto na qualidade de serviço percebida.

O programa de investimento Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT inclui vários subprogramas, com objetivos específicos, e que se encontram descritos no ponto 7.3. São ainda descritos em ficha no anexo 8, onde se inclui também os valores respetivos previstos no Plano.

Os investimentos deste programa variam consoante o cenário de investimento, mantendo-se igual nos cenários 2 e 3 e sendo inferior no cenário 1.

#### **7.1.6 AUTOMAÇÃO DE SE E MODERNIZAÇÃO DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO COMANDO E CONTROLO**

O programa Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo tem como principal objetivo melhorar a qualidade de serviço e a fiabilidade da rede, diminuindo a frequência e duração dos incidentes. Igualmente, a automação e modernização dos sistemas em subestações facilita a operação e condução da rede, bem como a integração de produção independente, e aumenta a eficiência operacional.

Este programa tem duas componentes:

- i. A primeira componente está associada à substituição de ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A avaliação da condição destes ativos é efetuada através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade. Estas necessidades de investimento, referentes a situações

---

instituição, destinado a aperfeiçoar as metodologias de avaliação da condição de órgãos de corte (disjuntores e seccionadores), linhas e cabos, e TP MT/BT.

de condição insatisfatória, são ainda avaliadas em termos do impacto provocado pela falha dos respetivos ativos para que possa ser calculado o nível de risco e Índice de Criticidade associado a cada ativo.

As principais intervenções nesta componente prendem-se com a substituição de SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT, e permitem para além da modernização dos ativos a incorporação de novas funcionalidades de proteção e automatismos idênticas às das novas instalações.

- ii. A segunda componente visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas existentes, consistindo na realização de atualização e modernização de *hardware* e *software* dos SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT.

Em termos globais, a componente associada a substituição de ativos assume-se com um peso significativamente superior à componente de atualização e modernização, captando aproximadamente 90% do investimento do programa, derivado essencialmente da necessidade de substituição de SPCC e URTA e do elevado custo associado a intervenções desta natureza.

Dada a sua importância, as necessidades de investimento em substituição de sistemas SPCC e URTA foram analisados no estudo cujo sumário executivo se encontra no anexo 9.A e que fundamenta os valores de investimento necessários nesta rubrica contemplados no período 2019-2023.

Nestas substituições, a EDP Distribuição tem vindo a optar por instalar SPCC, mesmo no caso de substituição de URTA, visto que o SPCC é uma solução mais completa e integrada.

Assim, o subprograma “Substituição de URTA” previsto no PDIRD-E anterior será concluído até 2020, sendo a partir deste ano todas as intervenções neste âmbito consideradas no subprograma “Substituição de SPCC”.

No presente PDIRD-E, e para o cenário 2 proposto, no programa de investimento Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo está prevista a instalação de cerca de 48 SPCC (para substituição de SPCC ou URTA) e de 14 URTA, a que corresponde um total de cerca de 17,9M€. Adicionalmente, está ainda prevista a instalação de 4 SPCC no programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, integrada na remodelação de QMMT.

Os projetos a incluir neste programa estão alinhados com projetos de renovação e reabilitação de ativos incluídos noutros programas de investimento, por forma a garantir a coordenação de intervenções nas mesmas instalações.

É assim garantida a continuidade da atualização e modernização de sistemas de proteção, comando e controlo nas instalações da RND neste programa, para além de outros investimentos de âmbito mais genérico previstos realizar noutros programas, no período deste Plano.

O programa de investimento em Automação de SE e Modernização dos Sistemas de Proteção Comando e Controlo inclui os subprogramas atrás referidos, com objetivos específicos, e que

se encontram descritos em ficha no anexo 8, onde se inclui também os valores respetivos previstos no Plano (Ficha nº 14).

Os investimentos deste programa variam consoante o cenário de investimento, mantendo-se igual nos cenários 2 e 3 e sendo inferior no cenário 1.

## **7.2 CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS PROJETOS**

### **7.2.1 ZONA 1**

No período 2019-2023, nesta zona, está prevista a entrada em serviço do novo PdE REN - VILA NOVA DE FAMALICÃO (2019), desenvolvendo-se a ligação à rede AT em duas fases: 2019- linhas LOUSADO e REQUIÃO; 2021- linhas BEIRIZ e VILA DO CONDE.

#### **Ligação ao PdE - V N Famalicão (Fichas nº 27 e nº 44)**

Para fazer face ao crescimento dos consumos na zona Noroeste do distrito do Porto (concelhos de Vila do Conde e Póvoa de Varzim), atualmente alimentados por três linhas AT a partir do injetor Vermoim, foi prevista a necessidade de construção de um novo ponto de entrega MAT/AT.

A localização para o novo PdE desviou-se do propósito inicial, passando o novo PdE a apoiar mais a rede de distribuição AT alimentada pelo PdE REN- RIBA D'AVE. O projeto de ligação do PdE REN- VILA NOVA DE FAMALICÃO à RND prevê a construção de 4 linhas AT, ligando, numa 1ª fase, às subestações LOUSADO e REQUIÃO, numa 2ª fase, às subestações BEIRIZ e VILA DO CONDE. Na 1ª fase do projeto de ligação ao injetor REN- VILA NOVA DE FAMALICÃO é desativado um troço de aproximadamente 7 km da linha Lousado – Requião, estabelecida em 1973. Na sua constituição, os projetos mantêm-se inalterados face aos previstos no PDIRD-E 2016. Em resultado dos estudos de traçado e dos projetos de estabelecimento já efetuados foram revistas as estimativas de custo, observando-se um aumento médio de 16%.

Investimento previsto da 1ª fase- 1.744 k€; ano de conclusão- 2019.

Investimento previsto da 2ª fase- 2.734 k€; ano de conclusão- 2021.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Linha AT Vila Fria (REN) - São Romão de Neiva - Separação de ternos (Ficha nº 29)**

Com o objetivo de aumentar a fiabilidade da rede AT na alimentação das subestações de São Romão de Neiva (concelho de Viana do Castelo) e de Fonte Boa (concelho de Esposende), eliminando a falta de reserva N-1. Nesta zona, a rede AT está sujeita a frequentes incidentes

de curta duração, a que a duplicação de circuitos vai tornar imune a alimentação dos consumos.

O projeto consiste na separação dos ternos da linha Vila Fria (REN) - São Romão de Neiva, constituindo dois circuitos independentes. Implica a disponibilização de um painel de linha AT, previsto pelo concessionário da RNT na sua subestação de Vila Fria, e a instalação de um painel de linha AT na subestação de São Romão de Neiva. A separação da linha em dois circuitos, explorados em paralelo, imuniza a rede às interrupções de curta duração, provocadas pela avifauna.

O projeto prevê a possibilidade de evolução futura para a construção de uma nova linha Vila Fria (REN) - São Romão de Neiva II, duplicando a capacidade de transporte, se a evolução das cargas o justificar.

Investimento previsto - 242 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **7.2.1.1 Ligação de instalações consumidoras e de centros eletroprodutores**

Desde o final de 2016 foram ligadas à rede AT três novas instalações de consumo, uma no concelho de Águeda, através do posto de corte do Casarão, uma no concelho de Ribeira de Pena, através do posto de corte de Fonte do Mouro e a terceira, no concelho de Ovar, que ficará definitivamente ligada através do novo posto de corte de Cortegaça. Até ao final do ano 2018 prevê-se a ligação AT de uma instalação de consumo à subestação de Bustos, no concelho de Oliveira do Bairro.

Relativamente a instalações de produção de dimensão significativa, após a apresentação do PDIRD-E 2016, foi ligado um aproveitamento hidroelétrico no concelho de Viseu. Até ao final de 2018 prevê-se a ligação de um parque eólico no concelho de Tarouca. As condições de ligação deste centro eletroprodutor prevêem o reforço da rede AT junto ao PdE REN-VILA POUCA DE AGUIAR, por forma a transferir para esta zona de rede a totalidade da produção eólica ligada na subestação de Soutelo (RND) e libertar na rede associada ao PdE REN-VALDIGEM a capacidade de receção correspondente para o parque eólico previsto.

No período abrangido pelo PDIRD-E 2018 prevê-se a ligação de novas instalações de produção nos concelhos de Penacova e Viseu, com a potência instalada total de 61 MW. Existem várias intenções de ligação de instalações de consumo e de outras instalações de produção à RND, cujas soluções de ligação foram estudadas e transmitidas aos respetivos promotores.

Mantém-se a viabilidade de ligação de um centro eletroprodutor eólico “*offshore*”, com a potência de ligação de 25 MVA, na subestação de Monserrate, concelho de Viana do Castelo, em conformidade com uma das soluções previstas na Resolução do Conselho de Ministros Nº 81-A/2016, caso venha a ser essa a opção considerada.



### 7.2.1.2 Reforço interno da RND

Durante 2017, foram concluídos nesta zona importantes reforços da RND, dos quais se destacam 3 novas subestações AT/MT:

- MOGUEIRAS, no concelho de Arcos de Valdevez
- CASAL DE CINZA, no concelho da Guarda
- AÇOREIRA, no concelho de Vila Nova de Foz Côa

Para fazer face à evolução dos consumos previsíveis em zonas industriais, resultantes das sucessivas ligações de novos consumidores, foram avaliadas as necessidades de construção de novos pontos de injeção AT/MT. Na sequência desta avaliação, no período abrangido pelo PDIRD-E 2018, estão previstas duas novas subestações AT/MT:

- VILA NOVA DE CERVEIRA, no concelho de Vila Nova de Cerveira
- ZONA INDUSTRIAL LANHESES, no concelho de Viana do Castelo

No PDIRD-E 2016 foi prevista a construção da subestação GONDIFELOS, na fronteira do concelho de Barcelos com o de Vila Nova de Famalicão, com o objetivo de suprir os constrangimentos detetados na zona ocidental deste concelho, onde existem pontos de consumo dispersos e com dimensão significativa, cuja alimentação em média tensão atingia valores limite de queda de tensão. Fruto da ligação de um centro eletroprodutor nessa zona e do aproveitamento das infraestruturas de ligação construídas, as condições de alimentação desses consumos melhoraram e permitiram o adiamento da construção da nova subestação para depois do PDIRD-E 2018.

Face à redução de consumos verificada e o reforço de potência na SE SOUSA, concelho de Felgueiras, previsto no PDIRD-E 2016, é adiado, tendo os constrangimentos na rede sido mitigados pela execução de outros projetos na rede MT com impacto na melhoria de qualidade de serviço e fiabilidade das redes.

#### **Nova subestação AT/MT em Vila Nova de Cerveira (Ficha nº 30)**

No concelho de Vila Nova de Cerveira, na fronteira com o concelho de Valença, existe uma zona de concentração de consumos significativos, com uma carga de ponta de aproximadamente 9 MW. Estes consumos são alimentados pela rede 15 kV da subestação de Valença, situada a 8 km. Por outro lado, a sede do concelho de Vila nova de Cerveira (2,5 MW de ponta) é alimentada pela SE France, com uma carga natural de consumo que ultrapassa a potência nominal do único transformador aí instalado.

Das alternativas analisadas, entre diversos locais, verificou-se que o projeto de construção de uma nova subestação 60/15 kV, 1x31,5 MVA, no local de maior concentração de cargas tem benefícios que justificam o investimento. A futura subestação será inserida na rede AT, na linha ORBACÉM - VALENÇA.

O projeto assegura a bialimentação da sede do concelho de Vila Nova de Cerveira, atualmente dependente da subestação de France.

Investimento previsto - 2.493 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Nova SE 60/15kV Zona Industrial Lanheses (Ficha nº 31)**

No Parque Empresarial de Lanheses, na fronteira do concelho de Viana do Castelo com o concelho de Ponte de Lima, existe uma zona industrial que tem vindo a crescer com novos pontos de consumo significativo. Desde 2016 o aumento da potência instalada de novos pontos de consumo aumentou cerca de 8 MVA, somando a potência requisitada 6,2 MVA. Atualmente, a potência instalada no Parque já ultrapassa 17 MVA. Estes consumos são alimentados pela rede 15 kV das subestações FEITOSA (Ponte de Lima) e SANTA MARTA DE PORTUZELO (Viana do Castelo), situadas a 9 km e 10 km, respetivamente.

Das alternativas analisadas, entre diversos locais, verificou-se que o projeto de construção de uma nova subestação 60/15 kV, 1x20 MVA, inserida na rede AT, na linha VILA FRIA - FEITOSA.

O projeto assegura a bialimentação dos consumos no eixo Santa Marta de Portuzelo – Ponte de Lima.

Investimento previsto - 2.497 k€; ano de conclusão- 2022.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Linha AT Turiz – Amares (Ficha nº 28)**

A subestação AT/MT de Turiz, Vila Verde, encontra-se ligada em antena por uma linha com origem no injetor Oleiros (RNT). A carga da subestação, em hora de ponta, não consegue ser já socorrida pelas interligações de Média Tensão. A forma viável de garantir a reserva N-1 do circuito de alimentação AT e ao mesmo tempo de aumentar a utilização da linha que liga ao injetor da RNT é construir uma linha AT, interligando as subestações Turiz e Amares. A alternativa de construir uma 2ª linha a partir do PdE REN- OLEIROS, com um custo global idêntico, mostrou-se menos eficaz.

Para além do benefício da bialimentação da SE Turiz, do projeto resultam ainda outros benefícios de exploração: redução de perdas e aumento de estabilidade da malha envolvendo as subestações de S. João de Ponte e Lamações.

Em resultado dos estudos de traçado já efetuados foram revistas as estimativas de custo.

Investimento previsto - 1.963k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Alimentação AT da SE Amarante (Ficha nº 43)**

A subestação de Amarante, com uma ponta de consumo de 22 MW, é alimentada a partir da subestação de Felgueiras por um circuito de linha AT com aproximadamente 15 km de comprimento, estando a menos de 10 km desta última. Aproximadamente 5 km a Norte da SE AMARANTE passa a linha AT LN60 1464 PC Campanhó-Felgueiras, que transporta a energia produzida por dois parques eólicos, com a potência instalada de 66,7 MW, para a subestação de Felgueiras.

O projeto de alteração da alimentação AT da subestação de Amarante consiste na interligação desta subestação com a linha acima referida. A redução do comprimento do circuito de alimentação, bem como a sua maior secção dos condutores e a intersecção da energia produzida pelos centros eletroprodutores, conduz a benefícios de redução de perdas que justificam o investimento.

Para além do benefício de redução de perdas, a exploração em paralelo com a linha atual de alimentação, confere à subestação de Amarante uma alimentação ininterrupta, reduzindo as interrupções de fornecimento de energia. Das alternativas estudadas, a solução selecionada permite evoluir para uma 2ª fase de reforço da ligação ao PdE REN-FAFE, quando o crescimento dos consumos o justificar.

Pela natureza dos benefícios criados, o projeto é incluído no subprograma de redução de perdas AT/MT.

Investimento previsto - 781 k€; ano de conclusão- 2023.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **7.2.1.3 Manutenção e melhoria da qualidade de serviço**

#### **Nova saída 15 kV da SE Felgueiras (Ficha nº 32)**

Para melhorar a qualidade de serviço, em particular aumentar a fiabilidade da alimentação à sede do concelho de Felgueiras, foi previsto o reforço da rede MT que inclui a construção de um novo circuito da subestação e a separação do andar MT em dois semibarramentos.

Com a realização do projeto assegura-se a alimentação dos consumos no caso de indisponibilidade de qualquer dos barramentos 15 kV, que a configuração atual da subestação não permite explorar separadamente.

Este projeto é realizado em conjunto com o projeto de renovação do SPCC da subestação de Felgueiras (ficha nº 45), obtendo-se sinergias das intervenções em simultâneo.

Investimento previsto - 423,5 k€; ano de conclusão- 2020.

Este projeto não foi descrito individualmente no PDIRD-E 2016 por ter um valor de investimento previsto inferior a 500k€, encontra-se descrito neste PDIRD-E 2018 uma vez que é o projeto que falta realizar no âmbito do subprograma Garantia N-1 às sedes de concelho.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Reforço da rede MT da subestação de Tondela (Ficha nº 59)**

Para melhorar a qualidade de serviço, em particular diminuir o nº de incidentes em dias com fenómenos climáticos adversos, na rede abastecida pela saída “Caramulo” da subestação de Tondela. Este circuito tem mais de 100 km de extensão de rede aérea estabelecida em zona florestal.

O projeto consiste em repartir a o circuito atual em dois, reduzindo o impacto de cada incidente, e reforçar cerca de 14 km de rede aérea de secção reduzida (cobre de 10 mm<sup>2</sup> e alço de 30 mm<sup>2</sup>), que se revela demasiado débil para resistir às intempéries e à projeção de ramos de árvores.

Investimento previsto - 615 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **7.2.1.4 Renovação e reabilitação de ativos**

### **Renovação do Andar MAT da Subestação do Lindoso (Ficha nº 33)**

A subestação do Lindoso entrou em serviço em 1922. O equipamento do andar MAT é dos mais antigos em serviço, do início dos anos 50. Os disjuntores são do tipo de ar comprimido e já há muito ultrapassaram o fim da sua vida útil, tendo originado avarias frequentes, a última das quais provocou a indisponibilidade definitiva do andar de 15 kV. O projeto foi incluído no PDIRD-E 2014, estando previsto concluir em 2016, antes do início do período do PDIRD-E 2016, mas acabou por ser adiado devido a essa avaria. A solução de reposição do serviço passa pela extinção do andar 15 kV, passando a alimentação da rede MT para as subestações vizinhas, Touvedo e Mogueiras, recentemente colocada em serviço.

O projeto prevê a substituição do equipamento de corte 130 kV e simplificação da configuração da instalação, que passará a desempenhar apenas a função de ponto injetor MAT/AT, com o transformador 130/60 kV de 63 MVA, existente.

Investimento previsto - 561 k€; ano de conclusão- 2019.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Renovação do Andar AT da SE Guimarães (Ficha nº 34)**

A subestação de Guimarães entrou em serviço em 1959, mantendo algumas estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são de 1973 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta os consumos da cidade de Guimarães, com uma ponta de 44 MW.

O projeto prevê a substituição integral do parque exterior 60 kV existente, por um com configuração normalizada para 2 painéis de linha, 2 de transformador e interbarras. Os transformadores, atualmente 3x20 MVA, 2 de 1966 e um de 1976, serão substituídos por novos, 2x31,5 MVA.

Investimento previsto - 2.445 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Renovação do Andar MT da SE Fafe (Ficha nº 38)**

A subestação de Fafe, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1986. O andar MT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os disjuntores MT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1982 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação de Fafe alimenta consumos nos concelhos de Fafe e Guimarães, com uma ponta de 27 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 15 kV exterior por quadro blindado modular, com a configuração de 2 semi-barramentos.

A realização do projeto foi adiada face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o seu custo, resultado da orçamentação mais detalhada.

Investimento previsto- 1.400 k€; ano de conclusão- 2023 (cenários 2 e 3) e 2024 (cenário 1).

#### **Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão (Ficha nº 35)**

A subestação de Pinhão, no concelho de Alijó, entrou em serviço em 1982. Os equipamentos AT e MT, de origem, exceto ampliação do andar MT realizada em 2006, são do tipo exterior, cada andar com a configuração de duplo barramento. Os disjuntores, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1979 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos nos concelhos de Alijó, Sabrosa, São João da Pesqueira e Tabuaço, com uma ponta de 15 MW.

O projeto prevê a substituição dos atuais andares 60 e 30 kV exteriores, simplificando a sua configuração.

Investimento previsto- 1.974 k€; ano de conclusão- 2022.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Renovação do Andar MT da SE Bustos (Ficha nº 48)**

A subestação de Bustos, no concelho de Oliveira do Bairro, entrou em serviço em 1983. O andar MT, de origem, é do tipo exterior, constituído por barramento único. Os disjuntores MT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1980 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação de Bustos alimenta consumos nos concelhos de Aveiro, Oliveira do Bairro e Vagos, com uma ponta de 16 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 15 kV exterior por quadro blindado modular, com a configuração de 2 semibarramentos e a renovação do sistema de proteções, comando e controlo.

Investimento previsto - 1.145 k€; ano de conclusão- 2021.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Renovação do Andar MT da SE Barrô (Ficha nº 45)**

A subestação de Barrô, no concelho de Águeda, entrou em serviço em 1990. O andar MT, de origem, é do tipo interior, constituído por quadro metálico. Os disjuntores MT, com meio de corte em SF6, são maioritariamente de 1988. O quadro metálico sofreu incidente grave (incêndio) e encontra-se muito degradado. Atualmente, a subestação de Bustos alimenta consumos nos concelhos de Águeda, Oliveira do Bairro e Anadia, com uma ponta de 25 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 15 kV por quadro blindado modular, com a configuração de 2 semibarramentos e a renovação do sistema de proteções, comando e controlo.

Investimento previsto - 1.083 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Solicitada autorização para aprovação autónoma à DGEG em 28 de dezembro de 2017.

#### **Reabilitação da rede AT do Porto (Ficha nº 46)**

A rede AT de alimentação e as subestações Boavista e Monte dos Burgos, no Porto, tem cabos subterrâneos isolados com papel embebido em óleo, instalados entre 1964 e 1972, e encontram-se no fim da vida útil. A subestação da Boavista entrou ao serviço em 1964 e o andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. A subestação de Monte dos Burgos entrou ao serviço em 1970 e tem o mesmo tipo de configuração e tecnologia da subestação da Boavista. Em ambas as subestações os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1964 a 1968. Atualmente, as subestações Boavista e Monte dos Burgos alimentam consumos na cidade do Porto, com uma ponta de 45 MW e 38 MW, respetivamente.

Conjugando as necessidades de renovação dos cabos subterrâneos e dos equipamentos AT das subestações Boavista e Monte dos Burgos, de entre as alternativas analisadas, optou-se por simplificar a estrutura da rede AT de alimentação dessas subestações, passando para uma configuração de bloco cabo - transformador e desativando os equipamentos do andar AT.

O projeto prevê o estabelecimento de um cabo isolado seco entre o posto de corte e seccionamento da Prelada e a subestação da Boavista, bem como a substituição dos transformadores nesta subestação 3x30 MVA, de 1964, por 2x40. Estes transformadores terão comutação do grupo de ligação do esquema atual na cidade do Porto (YNyn0) para o grupo de ligação normalizado nas restantes redes (YNd5). Relativamente à subestação de Monte dos Burgos, são alteradas as ligações por forma a obter a configuração de bloco cabo-transformador e desativado o andar AT.

Investimento previsto - 2.621 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 21 de janeiro de 2018.

#### **Renovação dos cabos AT entre a SE ANTAS e a SE Campo 24 Agosto (Ficha nº 47)**

Os dois circuitos entre as subestações das Antas e do Campo 24 de Agosto, no Porto, são constituídos por cabos subterrâneos isolados com papel embebido em óleo, instalados em 1975, e encontram-se no fim da vida útil. A subestação do Campo 24 de Agosto entrou ao serviço na mesma data e alimenta consumos na cidade do Porto, com uma ponta de 30 MW.

O projeto prevê o estabelecimento de dois circuitos em cabo isolado seco entre a subestação das Antas e a subestação do Campo 24 de Agosto e interligação com a subestação da Vitória, obtendo os circuitos Antas - Campo 24 de Agosto, Antas - Vitória e Prelada - Campo 24 de Agosto. Esta configuração aumenta a fiabilidade da rede AT de alimentação às subestações do Campo 24 de Agosto e da Vitória, tornando-as imunes a indisponibilidades dos injetores, quer da Prelada, quer das Antas.

Investimento previsto - 2.207 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Renovação do Andar 60 kV da SE Seia (Ficha nº 62)**

A subestação de Seia, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1950. A estrutura do andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os disjuntores AT, foram substituídos em 2009 e não serão objeto de intervenção neste projeto. Atualmente, a subestação alimenta consumos no concelho de Seia, com uma ponta de 13 MW. O seu andar AT é um importante posto de corte e seccionamento, que interliga a rede com o PdE REN-VILA CHÃ e reúne a produção dos aproveitamentos hidroelétricos da Serra da Estrela, com a potência instalada total de 57,6 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente, estruturas, barramentos e seccionadores que estão em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 590 k€; ano de conclusão- 2022.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Renovação do Andar AT da SE Custóias (Ficha nº 49)**

A subestação de Custóias, concelho de Matosinhos, entrou em serviço em 1981, O andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são fabrico anterior ao da subestação (1959 e 1968) e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos nos concelhos de Matosinhos, com uma ponta de 32 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente e dos equipamentos identificados que estão em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 550 k€; ano de conclusão- 2022.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.



A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Renovação do Andar MT da SE Esgueira (Ficha nº 50)**

A subestação de Esgueira, no concelho de Aveiro, entrou em serviço em 1987. O andar MT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os disjuntores MT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1985 e estão no fim da sua vida útil. Existe ampliação do andar 15 kV, realizada em 2004. Atualmente, a subestação de Esgueira alimenta consumos nos concelhos de Aveiro e de Albergaria, com uma ponta de 27 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 15 kV exterior por quadro blindado modular, com a configuração de 2 semibarramentos, integrando a ampliação realizada em 2004.

Investimento previsto - 1.270 k€; ano de conclusão- 2022 (cenários 2 e3) e 2024 (cenário 1).

O ano de conclusão mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016 nos cenários 2 e 3 tendo-se adiado um ano no cenário 1, tendo sido atualizado o seu custo, resultado da orçamentação mais detalhada.

#### **Renovação dos Andares 60 e 15 kV da SE Chaves (Ficha nº 36)**

A subestação de Chaves, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1984. As estruturas dos andares AT e MT (15 kV), de origem, são do tipo exterior, constituídos por duplos barramentos. Os equipamentos são maioritariamente do ano de entrada em serviço. Em 2006 houve uma ampliação do andar 15 kV, em quadro metálico blindado, que será integrado na solução. Atualmente, a subestação alimenta consumos principalmente no concelho de Chaves e marginalmente, nos concelhos de Montalegre e Valpaços, com uma ponta de 29 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente, estruturas, barramentos, seccionadores e disjuntores identificados e que estão em fim de vida útil e com desempenho insuficiente. Relativamente ao andar 15 kV, prevê a substituição do existente por quadro metálico blindado, interando a ampliação feita em 2006.

Investimento previsto- 1.500 k€; ano de conclusão- 2023 (cenários 2 e 3) e 2024 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

#### **Renovação andar 60 kV SE Macedo Cavaleiros (Ficha nº 37)**

A subestação de Macedo de Cavaleiros, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1957. A estrutura do andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por um único barramento. Os equipamentos são maioritariamente de 1978, existindo alguns, como os disjuntores dos painéis de linha, que foram substituídos em 1998. Atualmente, a subestação alimenta consumos principalmente nos concelhos de Macedo de Cavaleiros e Alfândega da Fé, com uma ponta de 18 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente, estruturas, barramentos e equipamentos que estão em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 900 k€; ano de conclusão- 2023 (cenários 2 e 3) e 2024 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

### **Renovação do Andar 60 kV da SE Fonte Boa (Ficha nº 39)**

A subestação de Fonte Boa, no concelho de Esposende, entrou em serviço em 1984. A estrutura do andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os equipamentos são do ano da entrada em serviço, exceto o painel 501, que foi construído em 2009. Atualmente, a subestação alimenta consumos principalmente nos concelhos de Esposende e de Barcelos, com uma ponta de 25 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente, estruturas, barramentos e equipamentos que estão em fim de vida útil (o painel 501 não será objeto de intervenção).

Investimento previsto - 1.000 k€; ano de conclusão- 2023 (cenários 2 e 3).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: Projeto não incluído no cenário 1.

### **Renovação do Andar 30 kV da SE Bragança (Ficha nº 40)**

A subestação de Bragança, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1983. A estrutura do andar MT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento, configuração que não é utilizada nas subestações atuais. Os equipamentos são do ano da entrada em serviço, tendo atingido o fim da vida útil com índice de risco inaceitável, em particular os disjuntores, que são de pequeno volume de óleo. Atualmente, a subestação alimenta consumos principalmente nos concelhos de Bragança, Vimioso e Vinhais, com uma ponta de 31 MW.

O projeto prevê a substituição do parque exterior 30 kV existente por um quadro metálico blindado, interior, com a configuração de dois semi-barramentos.

Investimento previsto - 1.000 k€; ano de conclusão- 2023 (cenários 2 e 3) e 2024 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

### **Renovação andar 15kV SE Vila Nova Gaia (Ficha nº 51)**

A subestação de Vila Nova de Gaia, no concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1970. A estrutura do andar 15 kV, de origem, é do tipo interior, constituído por duplo barramento. As estruturas e a maioria dos equipamentos (seccionadores, transformadores de medida) são do ano da entrada em serviço da subestação e parte dos disjuntores são de 1988, tendo atingido o fim da vida útil (exceto alguns disjuntores substituídos recentemente). Atualmente,

a subestação alimenta consumos principalmente no concelho de Vila Nova de Gaia, com uma ponta de 38 MW.

O projeto prevê a substituição do parque exterior 15 kV existente por um quadro metálico blindado, com a configuração de dois semi-barramentos.

Investimento previsto- 1.000 k€; ano conclusão- 2023 (cenários 2 e 3).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: Projeto não incluído no cenário 1.

### **Renovação andar 60kV SE São MartinhoDume (Ficha nº 41)**

A subestação de São Martinho de Dume, no concelho de Braga, entrou em serviço em 1984. A estrutura do andar AT, de origem, é do tipo exterior, constituído por duplo barramento. Os equipamentos são maioritariamente do ano da entrada em serviço, exceto dois disjuntores de 1999. Atualmente, a subestação alimenta consumos principalmente nos concelhos de Braga e de Vila Verde, com uma ponta de 32 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente, estruturas, barramentos e equipamentos em fim de vida útil, que foram identificados com índice de risco inaceitável.

Investimento previsto - 700 k€; ano de conclusão- 2024 (cenários 2 e 3).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: Projeto não incluído no cenário 1.

## **7.2.1.5 Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo**

### **Renovação do SPCC da subestação das Antas (Ficha nº 54)**

O SPCC da subestação das Antas, concelho do Porto, encontra-se em serviço há 23 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 765 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Renovação do SPCC da subestação da Boavista (Ficha nº 53)**

O SPCC da subestação da Boavista, concelho do Porto, encontra-se em serviço há 22 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 560 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Renovação do SPCC da subestação de Paranhos (Ficha nº 52)**

O SPCC da subestação de Paranhos, concelho do Porto, encontra-se em serviço há 28 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 675 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Renovação do SPCC da subestação da Vitória (Ficha nº 55)**

O SPCC da subestação da Vitória, concelho do Porto, encontra-se em serviço há 19 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 538 k€; ano de conclusão- 2020.

O projeto foi antecipado face ao PDIRD-E 2016 por forma a obter-se a eficiência da simultaneidade com a realização do projeto de reabilitação da Rede AT do Porto (ficha nº 49).

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Renov SPCC SE Felgueiras (Ficha nº 42)**

O SPCC da subestação de Felgueiras, concelho do mesmo nome, encontra-se em serviço há 22 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

O projeto foi antecipado por forma a obter-se a eficiência da simultaneidade com a realização do projeto de construção de uma nova saída 15 kV (ficha nº 34).

Investimento previsto - 504 k€; ano de conclusão- 2020.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Renovação do SPCC da subestação de Varosa (Ficha nº 64)**

O SPCC da subestação de Varosa, concelho de Lamego, encontra-se em serviço há 22 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 500 k€; ano de conclusão- 2022.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

## **7.2.2 ZONA 2**

As infraestruturas AT a construir, previstas nos projetos apresentados e integradas na RND, estão representadas no Anexo 1.

### **7.2.2.1 Ligação à RNT**

Nesta zona, no período 2019-2023 não está prevista a abertura de novos PdE da RNT para reforço da ligação à RND. Mantém-se o projeto de reforço da ligação ao PdE REN-CASTELO BRANCO, cuja necessidade é agora reforçada com o aumento de consumo de uma unidade industrial no concelho de Vila Velha de Ródão que, por esse motivo, passa a ser alimentada pelo PdE REN-CASTELO BRANCO.

#### **Reforço da ligação ao PdE REN-CASTELO BRANCO; linha CASTELO BRANCO (REN) – TALAGUEIRA II (Ficha nº 56)**

Atualmente, existe potência não garantida instantânea aquando da falha da linha AT dupla Castelo Branco (REN) – Talagueira, provocando uma interrupção de curta duração às subestações Talagueira, Castelo Branco e Senhora da Graça. Na sequência do aumento de potência de consumo e de geração numa instalação fabril no concelho de Vila Velha de Ródão, a alimentação desta instalação, da subestação de Vila Velha de Ródão e das duas instalações de consumo AT a esta ligadas é transferida para o PdE REN-CASTELO BRANCO. Na única linha de interligação do PdE com a subestação da Talagueira a ponta de carga poderá atingir 90 MW, representando um bloco de carga com dimensão suficiente para ser bialimentado com redundância permanente (cumprimento dos padrões de segurança de palneamento).

O projeto consiste na construção de uma nova linha Castelo Branco (REN) – Talagueira II e na adaptação do sistema de proteções para funcionamento dos dois circuitos (novo e existente) em paralelo.

Investimento previsto - 507 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### 7.2.2.2 Ligação de instalações consumidoras e de centros eletroprodutores

Nesta zona, durante 2017, foram ligadas à RND em AT duas novas instalações de consumo, no concelho de Mangualde (instalação antes alimentada em MT) e no concelho de Vila Velha de Ródão (instalação nova), e uma instalação de produção hidroelétrica, no concelho de Viseu. Durante 2018 prevê-se a ligação à rede AT de uma instalação de consumo no concelho de Porto de Mós e o desenvolvimento da solução para aumento da potência de consumo e de produção numa unidade industrial existente no concelho de Vila Vela de Ródão. Este processo conduz a alteração da configuração da rede, aumentando a área de influência do PdE REN-CASTELO BRANCO.

Durante o período abrangido pelo PDIRD-E 2018 está prevista a ligação de várias instalações de produção renovável, biomassa, eólica e fotovoltaica, com a potência de ligação de aproximadamente 80 MW. Existem várias intenções de ligação de instalações de produção à rede AT, principalmente centrais fotovoltaicas, mas não estão firmes as intenções de concretização no período de 2019-2023.

#### Ligação de aproveitamentos da energia das ondas na Zona Piloto

Por Decreto-Lei, o ORD tem a incumbência de construir as infraestruturas necessárias para proporcionar a receção na RND de 80 MVA de potência de geração.

A solução em análise não sofreu evolução, aguardando-se pela eventual retoma pela entidade gestora do aproveitamento. O ORD procederá em tempo à construção das infraestruturas que lhe estão cometidas por obrigação legal, no prazo e na dimensão, de acordo com as necessidades da entidade gestora.

### 7.2.2.3 Reforço interno da RND

Durante 2017, foram concluídos, nesta zona importantes, reforços da RND, dos quais se destacam 2 novas subestações AT/MT:

- GODIGANA, no concelho de Sintra
- CERÂMICA, no concelho de Arraiolos

Prevê-se ainda durante 2018 a conclusão da linha AT de interligação entre as subestações Pedrógão e Sertã, que irá aumentar significativamente a fiabilidade de alimentação dos consumos assegurados por estas subestações, das quais se destacam a conclusão da reformulação das linhas no eixo PEREIRO (REN) - VILA ROBIM, para além das que se destinam à alimentação das novas subestações AT/MT.

Nesta zona, no período do PDIRD-E 2018 prevê-se concluir a construção das subestações:

- BENAVENTE, no concelho de Benavente
- PENA, no concelho de Lisboa

e, em função da evolução dos consumos, promover a construção de três novas subestações AT/MT:

- ZONA INDUSTRIAL SARZEDO, no concelho de Arganil
- ZONA INDUSTRIAL ALPIARÇA no concelho de Alpiarça
- CAPARIDE, no concelho de Cascais

Prevê-se ainda o reforço da rede AT com a ligação da subestação do Maranhão ao PdE REN-ESTREMOZ.

#### **Nova subestação AT/MT em Benavente (Ficha nº 65)**

A carga da subestação de Mexeeiro, concelho de Salvaterra de Magos, ultrapassa com frequência 70% da potência instalada, atingindo, em ponta, mais de 90%.

Entre as alternativas analisadas de reforço de potência na SE Mexeeiro e a construção de uma nova subestação perto da cidade de Benavente, optou-se pela 2ª por ser técnico-economicamente mais eficaz.

A solução prevista consiste na construção de uma nova subestação em Benavente (terreno disponível para o efeito), 60/30 kV, 1x20 MVA. A futura subestação será alimentada pela linha AT SE Carrascal – SE Mexeeiro, em anel.

Investimento previsto no projeto 2.346 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Nova subestação AT/MT Pena (ex-Martim Moniz) (Ficha nº 78)**

Trata-se de um projeto cuja execução vem sendo sucessivamente a ser adiado e alterada pela falta de espaço autorizado para a construção da nova subestação. Esta situação tem causado limitações severas à exploração da rede e abastecimento dos consumos, patente nas elevadas taxas de utilização da potência instalada nas subestações do centro da cidade de Lisboa, em particular na subestação da Praça da Figueira, cujos transformadores, em momentos assíncronos, atingem sobrecarga.

A alimentação AT desta subestação será concretizada a partir do posto de seccionamento do Alto de S. João, ligado ao ponto de entrega da RNT. A subestação terá um transformador 60/10 kV, 40 MVA.

Foi equacionada uma solução alternativa de reforço de potência na subestação da Boavista, que se revelou técnico-economicamente menos eficaz.

Em termos técnicos, o projeto mantém-se conforme previsto no PDIRD-E 2016. Por motivo da não obtenção do terreno destinado à subestação, o projeto foi forçosamente adiado. No final de 2017, o terreno foi desbloqueado, tendo sido iniciada a construção, que será concluída já no período abrangido pelo PDIRD-E 2018.



Investimento previsto no projeto – 4.087 k€; ano de conclusão- 2019.

Por motivo da não obtenção do terreno destinado à subestação, o projeto foi forçosamente adiado face ao PDIRD-E 2016. A previsão de custo do projeto foi atualizada com os orçamentos mais recentes.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Linha AT Estremoz (REN) - Maranhão (Ficha nº 77)**

A subestação do Maranhão é atualmente alimentada pelo PdE REN- ZÊZERE, muito mais distante que o PdE REN- ESTREMOZ. Verificou-se que a construção de um troço entre a linha MARANHÃO -ALCÁÇOVA e o injetor REN- ESTREMOZ e, por forma a permitir a alimentação da subestação do Maranhão por este injetor reduz as perdas de energia, compensando o investimento.

O projeto consiste em construir um novo troço de linha AT, que, após revisão do estudo, será de aproximadamente 25 km, ligando o injetor REN- ESTREMOZ à linha AT existente Maranhão - Alcáçova. A maior extensão de linha a construir, de maior secção e resultante num comprimento menor do circuito, permite maior redução de perdas e desativar maior porção de linha existente (estabelecida em 1977), cuja condição está mais degradada. A ligação utiliza o painel libertado aquando da passagem definitiva para 400 kV da linha MAT ESTREMOZ (REN) - DIVOR (REN).

Foi analisada uma solução alternativa de ligação à subestação de Estremoz da RND, que se revelou uma solução alternativa técnico-economicamente menos eficaz.

Investimento previsto no projeto - 2.324 k€; ano de conclusão- 2021.

Resultante da maior extensão de linha a construir, face ao previsto no PDIRD-E 2016, o orçamento foi atualizado e a calendarização ajustada tendo-se adiado um ano a conclusão do projeto.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Nova SE 60/15 kV Zona Industrial Sarzedo (Ficha nº 57)**

Na zona norte do concelho de Arganil, desenvolveu-se uma zona industrial com a ligação de várias unidades industriais, que no seu conjunto representam uma carga significativa, 5 MW em ponta, face à localização da subestação de Fronhas que a alimenta, a 8 km de distância. Existem troços de linha no limite da carga admissível e a tensão MT de alimentação no limite inferior regulamentar. Existe o risco de potência não garantida de abastecimento a novos consumos, em regime normal de exploração (todos os elementos da rede disponíveis). Por outro lado, a subestação de Fronhas, é uma subestação do tipo rural, alimentada por um circuito comprido, com 43 km, em antena, sujeita a frequentes interrupções.

Das 4 alternativas analisadas, incluindo uma circunscrita à extensão da rede MT, concluiu-se pelos seus melhores resultados técnico-económicos, que o projeto de construção de uma nova subestação 60/15 kV, 1x20 MVA, no local de maior concentração de cargas tem benefícios que justificam o investimento. A futura subestação será inserida em anel na rede AT, na linha TÁBUA (REN) – A. S. JOÃO.

O projeto assegura a bialimentação da sede do concelho de Arganil, atualmente dependente da subestação de Fronhas.

Investimento previsto - 2.390 k€; ano de conclusão- 2021.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Nova SE 60/30kV Zona Industrial Alpiarça (Ficha nº 66)**

A subestação de Almeirim, que alimenta uma vasta zona dos concelhos de Almeirim, Alpiarça e Chamusca, atinge com frequência pontas de carga elevadas, superiores a 80% da potência instalada, com um dos transformadores, em momentos assíncronos, a atingir a sobrecarga. Os circuitos MT são extensos, comprimento médio 50 km e sujeitos a frequentes interrupções. O isolamento da região em termos de rede elétrica, devido à barreira natural do leito do rio Tejo, limita o recurso de outras redes.

Das alternativas analisadas, revelou-se técnico-economicamente mais sustentado, o projeto de construção de uma nova subestação 60/30 kV, 1x20 MVA, na zona industrial de Alpiarça, onde já existe uma linha construída com isolamento AT, explorada provisoriamente a 30 kV. Desta forma, o projeto resulta menos oneroso.

O projeto assegura a melhoria da alimentação dos consumos a norte da cidade de Almeirim, Alpiarça e Chamusca.

Investimento previsto - 1.970 k€; ano de conclusão- 2022.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Nova subestação AT/MT Caparide (Ficha nº 79)**

Foi identificada a necessidade de proceder ao reforço da injeção AT/MT em Cascais, e apontada uma localização para uma futura subestação no meio do retângulo definido pelas subestações Alcoitão, Estoril, Abóboda e Parede. A SE Caparide ficará já dentro da zona urbana, e por isso, será uma subestação fechada, insonorizada e alimentada por um cabo subterrâneo AT. Terá numa 1ª fase 40 MVA de potência instalada num único transformador.

Com a entrada em serviço da SE Caparide, será possível baixar o nível de carga das subestações Estoril e Parede, aumentando a segurança do abastecimento.

Investimento previsto no projeto - 3.617 k€; ano de conclusão- 2023.

Face à redução dos consumos verificada recentemente e às atuais previsões de crescimento moderado, a calendarização do projeto foi adiada face ao previsto no PDIRD-E 2016 tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Reforço Lavos (REN)-Gala-Carvalhais\_BCD (Ficha nº 58)**

A ponta dos consumos alimentados pela RND no concelho da Figueira da Foz ultrapassa frequentemente 80 MW (inclui duas instalações industriais ligadas em AT e as subestações de Gala, São Julião e Vila Robim). A alimentação desta carga pelos circuitos Lavos (REN) – PC Carvalhais – Gala – Lavos (REN) não garante o cumprimento do critério dos padrões de segurança de planeamento, que prevê alimentação ininterrupta para os blocos de carga com potência superior a 70 MW.

Para o cumprimento dos padrões de segurança de planeamento, das alternativas analisadas, surge mais económica a solução de reforço dos circuitos existentes, através do alteamento da linha por forma a poder ser explorada com temperatura dos condutores mais elevada, ou mesmo a substituição dos condutores, conforme seja construtivamente mais conveniente.

Investimento previsto - 1.060 k€; ano de conclusão- 2023.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **7.2.2.4 Manutenção e melhoria da qualidade de serviço**

##### **Nova saída MT da subestação de Candosa (Ficha nº 60)**

Para melhorar a qualidade de serviço e garantir a bialimentação dos consumos na sede de concelho de Carregal do Sal, prevê-se a constituição de um novo circuito da subestação de Candosa para Carregal do Sal.

O projeto aumenta a fiabilidade da rede, reforçando a capacidade de transferência de cargas entre as subestações de Candosa e de Carregal do Sal, esta última com apenas um transformador, alimentado por uma linha AT em antena, estando sujeita a maiores tempos de indisponibilidade.

A solução é mais económica que qualquer alternativa viável de bialimentação pela rede AT.

Investimento previsto - 571 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Reforço da rede MT da subestação de Alcáçova (Ficha nº 67)**

Integrado no programa de redução das assimetrias de qualidade de serviço entre as linhas MT, prevê-se intervir na saída “Caia” da subestação Alcáçova, concelho de Elvas, que na média dos últimos anos teve um desempenho entre as piores, em particular, nos dias de clima adverso. O circuito, 30 kV, tem uma grande extensão de rede associada, cerca de 160 km. O nº de incidentes de curta duração é de 47 por ano (valor de 2013).

A fim de disponibilizar o painel de 30 kV na subestação de Alcáçova, promove-se a conversão da rede residual de 6 kV, 24 postos de transformação, para a rede de 30 kV, integrando-a na rede urbana da cidade de Elvas.

Adicionalmente, serão instalados órgão de corte na rede com capacidade de isolar redes em defeito, que em conjunto com o desdobramento da linha em 2 circuitos conduzirá a uma redução de 70% do nº de interrupções sentidas por cada consumidor.

Investimento previsto - 1.082 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Cabo subterrâneo AT Alto São João-Boavista (Ficha nº 80)**

Atualmente, as subestações que alimentam a zona ocidental de Lisboa (Belém e Restelo), principalmente Central Tejo, Zambujal e Boavista, são alimentadas pelo injetor Zambujal, pelo esquema de bloco cabo - transformador. Com o objetivo de assegurar a reserva N-1 à falha do injetor Zambujal, nesta zona da cidade, o projeto transfere a alimentação de um transformador em cada uma das subestações Central Tejo e Boavista para o novo injetor Alto de São João, limitando assim a carga dependente do injetor Zambujal.

O projeto prevê o estabelecimento de dois ternos de cabo subterrâneo (5,3 km), entre o injetor Alto de São João e a interseção do cabo Zambujal - Boavista I. Através da junção com os cabos existentes obtêm-se dois novos circuitos: Alto de São João - Boavista e Alto de São João Central Tejo, utilizando os cabos de dois dos circuitos Zambujal - Boavista e Zambujal - Central Tejo. Cada subestação fica então alimentada por injetores diferentes: Alto de São João e Zambujal.

Investimento previsto - 2.639 k€; ano de conclusão- 2019.

A realização do projeto foi adiada face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28 de dezembro de 2017.

### **Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul (Ficha nº 81)**

Atualmente, as subestações que alimentam a zona oriental de Lisboa (Parque Expo, Olivais e Aeroporto), principalmente as subestações Expo Sul, Expo Norte e Aeroporto, são alimentadas pelo injetor Moscavide, pelo esquema de bloco cabo - transformador. Com o objetivo de assegurar a reserva N-1 à falha do injetor Moscavide (PdE da RNT Sacavém), nesta zona da cidade, o projeto reforça a potência de um transformador na subestação Expo Sul e transfere a sua alimentação para o novo injetor Alto de São João, limitando assim a carga dependente do injetor Moscavide. Este projeto é complementar ao projeto descrito a seguir.

O projeto prevê o estabelecimento de um terno de cabo subterrâneo (4,8 km), entre o injetor Alto de São João e a interseção de um cabo de reserva existente entre a subestação de Marvila e a subestação Expo Sul, estabelecendo o circuito Alto de São João - Expo Sul

Investimento previsto - 2.060 k€; ano de conclusão- 2022.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Cabo subterrâneo AT Aeroporto - Metro Calvanas (Ficha nº 82)**

Atualmente, as subestações que alimentam a zona oriental de Lisboa (Parque Expo, Olivais e Aeroporto), principalmente as subestações Expo Sul, Expo Norte e Aeroporto, são alimentadas pelo injetor Moscavide, pelo esquema de bloco cabo - transformador. Com o objetivo de assegurar a reserva N-1 à falha do injetor Moscavide (PdE da RNT Sacavém), nesta zona da cidade, o projeto permuta o circuito de alimentação de um dos transformadores da subestação do Aeroporto com um dos circuitos de alimentação do Metro Calvanas (instalação de consumidor AT). Com este projeto, a alimentação da subestação do Aeroporto fica repartida por dois injetores: Carriche e Moscavide. Este projeto é complementar ao descrito anteriormente.

O projeto prevê o estabelecimento de dois ternos de cabo subterrâneo (3,5 km), entre a subestação do Aeroporto e a interseção dos cabos que alimentam a subestação de serviço particular, de reserva existente entre a subestação de Marvila e a subestação Expo Sul, estabelecendo os circuitos Carriche – Aeroporto e Moscavide – Metro Calvanas.

Investimento previsto - 1.950 k€; ano de conclusão- 2023.

A realização do projeto foi adiada face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **7.2.2.5 Renovação e reabilitação de ativos**

##### **Renovação do andar 30 kV da SE Venda Nova (Tomar) (Ficha nº 69)**

A subestação da Venda Nova, no concelho de Tomar, entrou em serviço em 1969. O andar 30 kV, de origem, é do tipo interior, isolado a ar, constituído por barramento único. Os disjuntores MT, corte em SF6, são recentes. Atualmente, a subestação da Venda Nova alimenta consumos nos concelhos de Tomar e Ferreira do Zêzere, com uma ponta de 26 MW.

O projeto prevê a substituição do barramento, isoladores e equipamentos com a vida útil ultrapassada e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 1.018 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

##### **Conversão da rede 15 kV da SE Almeirim (Ficha nº 68)**

A subestação de Almeirim 60/30/15 kV entrou em serviço em 1979. O andar 30 kV é do tipo exterior, constituído por dois semibarramentos, cuja obra de renovação está em curso. O andar de 15 kV alimenta uma rede residual, com 2 circuitos e 15 instalações de consumo. É constituído por um quadro metálico, do ano da construção da subestação e de um tipo que tem sofrido muitos incidentes, devido a contornamentos. Os disjuntores 15 kV, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1978 e encontram-se com a vida útil esgotada. Atualmente, a subestação de Almeirim alimenta consumos nos concelhos de Almeirim e Chamusca, com uma ponta de 30 MW.

Dado o carácter residual da rede 15 kV, em alternativa à substituição do andar 15 kV existente por um quadro metálico blindado novo, o projeto prevê a conversão da rede e dos postos de transformação 15 kV para 30 kV e integração na rede existente neste nível de tensão.

Investimento previsto - 858 k€; ano de conclusão- 2021.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

##### **Renovação do andar AT da SE Entroncamento (Ficha nº 70)**

A subestação do Entroncamento entrou em serviço em 1972. O andar AT mantém estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são

maioritariamente de 1974 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta os consumos dos concelhos do Entroncamento, Golegã, Torres Novas e Vila Nova da Barquinha, com uma ponta de 24 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 590 k€; ano de conclusão- 2022.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Renovação do andar AT do PS Sobralinho (Ficha nº 84)**

O posto de corte e seccionamento AT do Sobralinho, concelho de Vila Franca de Xira, entrou em serviço em 1976, mantendo o equipamento de 60 kV original. Os disjuntores 60 kV, de tecnologia de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1973 e encontram no fim da sua vida útil.

O posto de corte e seccionamento do Sobralinho alimenta a subestação de Alhandra a instalação de consumo AT, com uma ponta de carga conjunta de 70 MW. É ainda um nó de basculamento de cargas entre os PDE da RNT Carregado e Fanhões.

O projeto prevê a substituição dos equipamentos 60 kV, disjuntores e seccionadores, instalação de disjuntor inter-barras e reabilitação das estruturas.

Investimento previsto - 772 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Solicitada autorização para aprovação autónoma à DGEG em 28 de dezembro de 2017.

#### **Renovação andar 60 e 15 kV SE São Julião (Ficha nº 61)**

A subestação de São Julião, concelho da Figueira da Foz, entrou em serviço em 1989. A estrutura do andar 15 kV é de origem, tipo interior isolado no ar, que se encontra no fim da sua vida útil. O andar AT é exterior e da mesma época. Atualmente, a subestação de São Julião alimenta consumos no concelho da Figueira da Foz, com a ponta de 14 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 1 barramento simples, e a simplificação do andar AT

adaptado para o funcionamento do bloco linha – transformador, com o equipamento de corte na subestação de Vila Robim, recentemente renovado.

Investimento previsto - 1.000 k€; ano de conclusão- 2021 (cenários 2 e 3) e 2022 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

### **Renovação do andar 15 kV da SE Alegria (Ficha nº 63)**

A subestação da Alegria, concelho de Coimbra, entrou em serviço em 1952. Desde então passou por várias alterações. O andar 15 kV foi introduzido em 1978, cuja estrutura, do tipo interior isolado no ar (celas de alvenaria) se mantém. O equipamento de corte (disjuntores) é maioritariamente de 1986 e encontra-se no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos cidade de Coimbra, com a ponta de 32 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 1.300 k€; ano de conclusão- 2023 (cenários 2 e 3).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: projeto não incluído no cenário 1.

### **Renovação do andar 60 kV da SE Pombal (Ficha nº 71)**

A subestação do Pombal entrou em serviço em 1982. O andar AT mantém estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1980 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos no concelho do Pombal, com uma ponta de 28 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 560 k€; ano de conclusão- 2022.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Renovação andar 60 kV da SE São Vicente (Ficha nº 72)**

A subestação do Pombal, concelho de Portalegre, entrou em serviço em 1974. O andar AT mantém estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1985 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos no concelho de Portalegre, com uma ponta de 18 MW.



O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com uma reconfiguração próxima do projeto de subestação tipo, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente e instalação de disjuntor interbarras.

Investimento previsto - 1.000 k€; ano de conclusão- 2022 (cenários 2 e 3) e 2024 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

### **Renovação andar 60 e 30 kV da SE Belver (Ficha nº 73)**

A subestação de Belver, no concelho de Mação, entrou em serviço em 1972. O andar AT está integrado com a Central Hidroelétrica de Belver e os equipamentos AT são anteriores (desde 1967). O andar MT é de 1994, composto por um monobloco exterior, blindado em chapa, que se encontra em deficientes condições, derivado às intempéries. Atualmente, a subestação de Belver alimenta consumos nos concelhos de Mação, Abrantes e Gavião, com uma ponta de 7 MW.

O projeto prevê a renovação dos equipamentos de origem do atual andar 60kV, com a sua vida útil esgotada e a instalação de um novo andar MT, em edifício, com um novo quadro blindado modular, um barramento, e um novo sistema de proteção comando e controlo.

Investimento previsto - 1.700 k€; ano de conclusão- 2024.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Renovação do andar 10 kV da subestação de Torres Vedras (Ficha nº 74)**

A subestação de Torres Vedras MT/MT, entrou em serviço em 1965. A estrutura do andar 10 kV é de origem, tipo celas de alvenaria, que se encontra no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação de Torres Vedras alimenta consumos no concelho do mesmo nome, com a ponta de 6,5 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 10 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 500 k€; ano de conclusão- 2024 (cenários 2 e 3)

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: projeto não incluído no cenário 1.

### **Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão (Ficha nº 75)**

A subestação do Maranhão, concelho de Avis, entrou em serviço em 1982. O andar AT mantém estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente de 1980 e estão no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação

alimenta consumos nos concelhos de Avis, Mora, Ponte de Sôr e Sousel, com uma ponta de 12 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 700 k€; ano de conclusão- 2024 (cenários 2 e 3)

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: projeto não incluído no cenário 1.

### **Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo (Ficha nº 76)**

A subestação da Cruz do Campo, concelho do Cartaxo, entrou em serviço em 1966 O andar AT mantém estruturas e equipamentos da época. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são de 1973, 1979 e 1984, excepto ampliações, ou substituições recentes. Atualmente, a subestação da Cruz do Campo alimenta consumos nos concelhos da Azambuja e do Cartaxo, com uma ponta de 17 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 700 k€; ano de conclusão- 2024 (cenários 2 e 3)

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: projeto não incluído no cenário 1.

### **Renovação andar 10 kV da SE Vale Escuro (Ficha nº 93)**

A subestação do Vale Escuro, concelho de Lisboa, entrou em serviço em 1982. O andar MT é de origem, fabrico de 1981, que se encontra no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação do Vale Escuro alimenta consumos no concelho de Lisboa, com a ponta de 23 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 10 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 950 k€; ano de conclusão- 2023 (cenários 2 e 3) e 2024 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

### **Renovação do andar 10 kV da SE Reboleira (Ficha nº 94)**

A subestação da Reboleira, concelho da Amadora, entrou em serviço em 1984. O andar MT é de origem, fabrico de 1982, que se encontra no fim da sua vida útil. Atualmente, a subestação da Reboleira alimenta consumos no concelho da Amadora, com a ponta de 19 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 10 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 1.000 k€; ano de conclusão- 2024 (cenários 2 e 3)

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: projeto não incluído no cenário 1.

### **Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão (Ficha nº 85)**

A subestação de Alcoitão, concelho de Cascais, entrou em serviço em 1976. O andar AT é de origem, tipo exterior. Os disjuntores AT, de pequeno volume de óleo, são maioritariamente dos anos 70 e encontram-se no fim da sua vida útil (exceto ampliações mais recentes). O andar AT da subestação de Alcoitão serve também as subestações de Birre, Cascais e Estoril, tornando-se assim num ponto injetor.

Atualmente, a subestação de Alcoitão alimenta consumos no concelho de Cascais, com a ponta de 25 MW. A ponta do conjunto das subestações alimentadas pelo andar AT da subestação de Alcoitão é de 120 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil (6 disjuntores, DST, contactos dos seccionadores de terra) e do isolamento.

Investimento previsto - 800 k€; ano de conclusão- 2021.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **7.2.2.6 Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo**

#### **Renovação do SPCC do Posto de Seccionamento do Zambujal (Ficha nº 95)**

O SPCC do posto de seccionamento do Zambujal, concelho de Lisboa, está em serviço há 20 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 940 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Solicitada autorização para aprovação autónoma à DGEG em 28 de dezembro de 2017.

### **Renovação do SPCC da subestação do Arco Carvalhão (Ficha nº 96)**

O SPCC da subestação do Arco Carvalhão, concelho de Lisboa, está em serviço há 21 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 875 k€; ano de conclusão- 2020.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Renov SPCC SE Central Tejo (Ficha nº 97)**

O SPCC da subestação da Central Tejo, concelho de Lisboa, está em serviço há 13 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 840 k€; ano de conclusão- 2021.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Renov SPCC SE Moscavide (Ficha nº 99)**

O SPCC da subestação de Moscavide, concelho de Loures, está em serviço há 21 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 560 k€; ano de conclusão- 2021.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Renov SPCC Renov SPCC do PS Fanhões (Ficha nº 100)**

O SPCC do posto de seccionamento de Fanhões, concelho de Loures, está em serviço há 24 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Eletronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 950 k€; ano de conclusão- 2023.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Renovação do SPCC da subestação da Quinta da Caldeira (Ficha nº 101)**

O SPCC da subestação da Quinta da Caldeira, concelho de Loures, está em serviço há 20 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado,

constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

Investimento previsto - 830 k€; ano de conclusão- 2024.

A realização do projeto foi adiada face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o seu custo, resultado da orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **7.2.3 ZONA 3**

As infraestruturas AT a construir, previstas nos projetos apresentados e integradas na RND, estão representadas no Anexo 1.

#### **7.2.3.1 Ligação à RNT**

Durante 2017, foi concretizada a ligação à RND dos pontos de entrega da RNT: REN - ALCOCHETE e REN - OURIQUE.

No período abrangido pelo PDIRD-E 2018, nesta zona, está prevista a entrada em serviço de um novo injetor da RNT: REN- DIVOR. Este projeto faz parte dos projetos complementares incluídos na proposta de PDIRT-E 2017, pelo que o ORD irá ficar atento à decisão do Concedente e acompanhar o desenvolvimento do projeto pelo concessionário da RNT, garantindo a entrada em simultâneo das infraestruturas de ligação do injetor.

#### **Ligação ao PdE REN- DIVOR (Ficha nº 103)**

Integrado no plano de desenvolvimento da RNT, foi prevista a abertura de um novo ponto de entrega na região de Évora, o PdE RNT- DIVOR. A linha MAT da RNT que alimentará o futuro injetor da RNT, já se encontra explorada provisoriamente a 60 kV, a partir do PdE REN- ESTREMOZ, e alimenta diretamente a subestação AT/MT Cerâmica (concelho de Arraiolos), através de uma linha AT da RND, com aproximadamente 8 km.

O projeto da ligação do novo injetor à RND foi considera 3 painéis: Cerâmica e Montemor/Évora I e II e consiste no estabelecimento de uma linha dupla entre a subestação da RNT e a linha dupla Caeira – Montemor I e II, constituindo dois circuitos Divor (REN) – Caeira/ Montemor I e II. O 3º painel é destinado à ligação do circuito para a subestação da Cerâmica.

Investimento previsto no projeto - 1.253 k€; ano de conclusão- 2021.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### 7.2.3.2 Ligação de instalações consumidoras e de centros eletroprodutores

Nesta zona, não se verificaram ligações à rede AT de novas instalações de consumo ou de produção, durante 2017.

Existem em carteira várias intenções de ligação de instalações de produção, nomeadamente de centrais fotovoltaicas, à rede AT, mas, à data da elaboração da proposta, desconhece-se o prazo da sua concretização, pelo que não se encontram refletidas no PDIRD-E 2018.

### 7.2.3.3 Reforço interno da RND

Durante 2017, foram concretizados os reforços de ligação da RND à RNT no PdE de REN - OURIQUE e no PdE REN - TAVIRA

Função da perspetiva de evolução dos consumos e prosseguindo os objetivos de melhoria de qualidade de serviço técnica, no período do PDIRD-E 2018 prevêem-se entrar em serviço, nesta zona, 3 novas subestações AT/MT:

- GRÂNDOLA, no concelho de Grândola\*
- PARQUE INDUSTRIAL DE BEJA, no concelho de Beja
- CONCEIÇÃO (ex- Cacela), no concelho de Tavira

\*- Este projeto é realizado no âmbito do programa de melhoria de qualidade de serviço.

#### **Nova subestação AT/MT Conceição (Ficha nº 102)**

O objetivo deste projeto é o de reduzir as perdas de energia nas redes AT e MT que servem os concelhos de Tavira, Castro Marim e Vila Real de Santo António, alinhado com o aumento da fiabilidade da rede garantia de alimentação com reserva N-1.

Pensada construir no extremo ocidental do concelho de Vila Real de Santo António, na fronteira co o concelho de Tavira, a localização definitiva acabou por ficar neste último, daí ter sido alterada a nomenclatura para Conceição, em conformidade com a freguesia respetiva.

O projeto consiste na construção de uma subestação 60/15 kV no posto de corte do mesmo nome, que entrará em serviço durante 2016. Face ao abrandamento do crescimento dos consumos nesta região, foi reavaliada a potência do transformador de potência a instalar na futura subestação, passando esta para 20 MVA. Mantêm-se as 6 saídas para a rede MT.

Investimento previsto no projeto - 2.190 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Solicitada autorização para aprovação autónoma à DGEG em 28 de dezembro de 2017.

### **Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja (Ficha nº 104)**

O objetivo deste projeto é o de garantir uma alimentação de recurso à cidade de Beja, capital de distrito, no caso de incidente grave na subestação de Beja. O projeto enquadra-se no subprograma de garantia de abastecimento às capitais de distrito.

O projeto consiste na construção de uma subestação 60/15 kV, 1x31,5 MVA, no local da atual subestação 30/15 kV, aproveitando o andar 15 kV existente. A subestação ficará ligada em AT, na linha Beja – Brinches e poderá ser alimentada pelo PdE REN-ALQUEVA, em caso de indisponibilidade da subestação de Beja.

Investimento previsto no projeto - 1.443 k€; ano de conclusão- 2023.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **7.2.3.4 Manutenção e melhoria da qualidade de serviço**

##### **Reforço da rede 15 kV da subestação de Pegões (Ficha nº 83)**

A rede 15 kV alimentada pela subestação de Pegões é extensa e sujeita a muitas interrupções de curta duração (46, na média dos dois circuitos, em 2013). O projeto tem por objetivo criar um novo circuito, repartindo a rede com os existentes.

O projeto prevê a substituição do andar 15 kV da subestação, constituído apenas por dois disjuntores auto-religadores, por um quadro metálico blindado com moderno sistema de proteções, o que permite maior seletividade e localização rápida dos defeitos.

Estima-se uma melhoria dos indicadores de qualidade de serviço em 50%.

Investimento previsto - 647 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Solicitada autorização para aprovação autónoma à DGEG em 28 de dezembro de 2017.

##### **Nova SE 60/30 kV em Grândola (Ficha nº 105)**

O objetivo deste projeto é o de melhorar a qualidade de serviço do abastecimento dos consumos nesta zona do litoral alentejano. Nesta região, os circuitos MT têm elevada extensão, frequentemente mais de 100 km. O resultado é um nº elevado de interrupções, principalmente de curta duração, que ultrapassa uma centena por ano. Dadas as distâncias entre subestações, superiores a 40 km, o leque de soluções fica limitado à introdução de um novo ponto injetor AT/MT para limitar o comprimento dos circuitos.



O projeto consiste na construção da nova subestação, com um transformador 60/30 kV, com um TP de 20 MVA, alimentada por uma linha proveniente da SE Santiago, com aproximadamente 18 km. Foram avaliadas soluções alternativas de construção de uma subestação 60/30/15 kV, desativando a atual subestação 30/15 kV e de faseamento do projeto, tendo-se revelado economicamente mais eficiente a solução escolhida.

Investimento previsto - 2.887 k€; ano de conclusão- 2022 (cenários 1 e 2) e 2021 (cenário 3).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

### **Nova linha 15kV Ilhas Armona Culatra (Ficha nº 106)**

A rede das ilhas da Armona e da Culatra, concelhos de Faro e de Olhão, é alimentada por cabos subaquáticos que atravessam a Ria Formosa. A rede desenvolve-se nos areais algo instáveis e as instalações estão sujeitos a ambiente salino, muito agressivo. Recentemente têm ocorrido avarias frequentes (média de 2 por ano). O problema reside na acessibilidade às ilhas, só por barco de pequena dimensão, o que conduz a interrupções médias de 18 h para reposição do serviço e 70 h de tempo médio de reparação. Embora a dimensão da rede seja reduzida, o incómodo para os consumidores é relevante.

O projeto consiste no estabelecimento de redundância (reserva N-1) a cada uma das ilhas, através de duas novas travessias subaquáticas (entre o continente e a ilha da Armona e entre esta e a ilha da Culatra) e o telecomando dos postos de transformação para mais célere isolamento do troço de rede em avaria.

Investimento previsto - 2.220 k€; ano conclusão- 2023.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Este projeto está incluído apenas no cenário 3 de investimento.

Nota: Este projeto é enquadrável na melhoria da QST, mas apresenta indicadores muito piores que outros projetos estudados para o Plano. No entanto, está relacionado com preocupações de serviço público anteriormente manifestadas.

### **7.2.3.5 Renovação e reabilitação de ativos**

#### **Renovação da linha AT Vale do Gaio – Alcácer (Ficha nº 112)**

A linha Vale do Gaio – Alcácer, utilizada na rede AT desde 2003, tem um troço de 17,5 km, construído em 1956, parte integrante da antiga linha 150 kV Setúbal – Ferreira do Alentejo da RNT. Trata-se da substituição deste troço de linha com 58 anos de serviço, cujos apoios apresentam sinais de corrosão e isoladores e acessórios a necessitarem de substituição total.

A linha foi cedida temporariamente pelo concessionário da RNT, para utilização na RND. Tendo perdido interesse para a RNT (a linha foi desmontada na parte não utilizada), encontra-se em desenvolvimento o processo de transmissão definitiva da infraestrutura para o concessionário da RND. Nesse sentido, o projeto foi reformulado e prevê a renovação da atual

linha, com substituição de acessórios, de isoladores e reabilitação dos apoios, reduzindo o investimento.

Investimento previsto - 660 k€; ano de conclusão- 2024.

A realização do projeto foi adiada face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Renovação do andar AT da SE Loulé (Ficha nº 107)**

A subestação de Loulé, concelho do mesmo nome, entrou em serviço em 1974, mantendo o equipamento de 60 kV original. Para além da idade e do desgaste natural, em terreno contíguo laborou intensivamente uma mina de sal, criando um ambiente de corrosividade acrescida para os equipamentos e estruturas do parque exterior.

Atualmente, a subestação de Loulé alimenta os consumos da cidade e do norte do concelho de Loulé, com uma ponta de 21 MW. É ainda um nó de basculamento de cargas entre os PDE da RNT Tunes e Estoi.

O projeto prevê a substituição integral do parque exterior 60 kV existente, por um com configuração normalizada para 3 painéis de linha, 2 de transformador e interbarras.

Investimento previsto - 1.400 k€; ano de conclusão- 2019.

O ano de conclusão do projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

Solicitada autorização para aprovação autónoma à DGEG em 28 de dezembro de 2017.

### **Renovação do andar AT e MT da SE Sobreda (Fichas nº 86 e nº 87)**

A subestação da Sobreda, concelho de Almada, entrou em serviço em 1953 como posto de corte AT. O equipamento AT é maioritariamente dos anos 70, tendo havido desde então algumas substituições e ampliações. O atual andar 30 kV é do tipo exterior, estabelecido em meados dos anos 80, com 2 semibarramentos. Os disjuntores MT são maioritariamente de 1984 e encontram-se no fim da vida útil. Atualmente a subestação da Sobreda alimenta consumos nos concelhos de Almada e do Seixal, com uma ponta de 30 MW (redes 30 e 15 kV).

A rede 30 kV alimentada pela subestação da Sobreda é residual, tendo apenas ligados 4 pontos de entrega. Ultimamente tem-se reduzido a rede 30 kV passando os pontos de entrega a ser alimentados pela rede 15 kV. Reanalisado o projeto para este PDIRD-E 2018, revelou-se mais sustentado prosseguir com a integração das restantes instalações na rede 15 kV, em detrimento da realização do investimento na renovação da rede 30 kV (que estava considerada no PDIRD-E 2016).

Assim, o projeto foi desdobrado em duas fases:

- A primeira é relativa ao andar AT da subestação e compreende a renovação do parque exterior 60 kV existente e a substituição do equipamento em fim de vida.
- A segunda é relativa ao andar 30 kV e prevê a conversão de dois pontos de entrega para 15 kV. Com esta ação, são desativados dois circuitos e o andar 30 kV fica reduzido ao mínimo para alimentar um único circuito, ficando a aguardar a oportunidade de conversão das últimas instalações para a rede 15.

Considerou-se que a 1ª fase corresponde ao projeto incluído no PDIRD-E 2016, tendo-se ajustado a sua calendarização. A 2ª fase foi considerada como um novo projeto. O orçamento global foi revisto em conformidade.

Investimento previsto no projeto da 1ª fase- 725 k€; ano de conclusão- 2021.

Investimento previsto no projeto da 2ª fase- 498 k€; ano de conclusão- 2022.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

#### **Renovação do andar MT da SE Laranjeiro (Ficha nº 89)**

A subestação do Laranjeiro, concelho de Almada, entrou em serviço em 1979. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, com era comum na época. O estado do equipamento é deficiente (apresenta fissuras e contornamentos) e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação do Laranjeiro alimenta consumos nos concelhos de Almada e do Seixal, com a ponta de 33 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 880 k€; ano de conclusão- 2021 (cenários 2 e 3) e 2022 (cenário 1).

O projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016 nos cenários 2 e 3 tendo-se adiado um ano no cenário 1.

#### **Renovação do andar MT da SE Moita (Ficha nº 90)**

A subestação da Moita, concelho da Moita, entrou em serviço em 1980. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, como era comum na época (mesmo tipo da subestação do Laranjeiro). O estado do equipamento é deficiente (apresenta fissuras e contornamentos) e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação da Moita alimenta consumos nos concelhos da Moita e de Palmela, com a ponta de 25 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 695 k€; ano de conclusão- 2021 (cenários 2 e 3) e 2022 (cenário 1).

O projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016 nos cenários 2 e 3 tendo-se adiado um ano no cenário 1, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

#### **Renovação do andar MT da SE Terrôa (Ficha nº 88)**

A subestação da Terrôa, concelho de Setúbal, entrou em serviço em 1979. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, com era comum na época (do mesmo tipo dos anteriores). O estado do equipamento é deficiente (apresenta fugas de óleo) e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação da Terrôa alimenta consumos no concelho de Setúbal, com a ponta de 15 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 540 k€; ano de conclusão- 2021 (cenários 2 e 3) e 2022 (cenário 1).

O projeto mantém-se inalterado face ao previsto no PDIRD-E 2016 no cenário tendo-se adiado um ano nos cenários 2 e 3, tendo sido atualizado o investimento, resultado de orçamentação mais detalhada.

#### **Renovação do andar 15 kV da SE Seixal (Ficha nº 91)**

A subestação do Seixal entrou em serviço em 1981. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, com era comum na época (mesmo tipo dos anteriores). O estado do equipamento é deficiente (apresenta fugas de óleo) e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação do Seixal alimenta consumos no concelho do Seixal, com a ponta de 21 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 700 k€; ano de conclusão- 2022 (cenários 2 e 3) e 2023 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

#### **Renovação do andar 15 kV da SE Portagem (Ficha nº 92)**

A subestação da Portagem, concelho de Almada, entrou em serviço em 1981. O andar MT é maioritariamente de origem e é constituído por um quadro metálico com disjuntores de pequeno volume de óleo, com era comum na época (mesmo tipo dos anteriores). O estado do equipamento é deficiente e tem originado incidentes graves (incêndios) em subestações

com o mesmo tipo de quadro metálico. Atualmente, a subestação da Portagem alimenta consumos no concelho de Almada, com a ponta de 23 MW.

O projeto prevê a substituição integral do atual andar 15 kV por quadro blindado modular moderno, com a configuração de 2 barramentos simples.

Investimento previsto - 700 k€; ano de conclusão- 2022 (cenários 2 e 3) e 2024 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

### **Renovação do andar 60 kV da SE Albufeira (Ficha nº 108)**

A subestação de Albufeira entrou em serviço em 1984. O andar AT é de origem e o equipamento, disjuntores com câmara de corte em óleo encontram-se no fim da vida útil. Atualmente, a subestação alimenta consumos no concelho de Albufeira, com uma ponta de 39 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 815 k€; ano de conclusão- 2022 (cenários 2 e 3) e 2023 (cenário 1).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

### **Renovação do andar 60 kV da SE Monte Feio (Ficha nº 109)**

A subestação de Monte Feio, concelho de Sines, entrou em serviço em 1975. O andar AT é maioritariamente de origem (existem ampliações mais recentes) e está sujeito a forte poluição marítima e industrial. Atualmente, o andar AT da subestação alimenta consumos nos concelhos de Sines e Santiago do Cacém, com uma ponta de 35 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 700 k€; ano de conclusão- 2024 (cenários 2 e 3).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: projeto não incluído no cenário 1.

### **Renovação do andar 15 kV da SE Terena (Ficha nº 110)**

A subestação de Terena, concelho do Alandroal, entrou em serviço em 1975. Possui dois andares MT 15 e 30 kV. O andar 15 kV é um quadro metálico de 1982, com disjuntores de pequeno volume de óleo, com fugas de óleo e com atrasos na atuação. Atualmente, a subestação alimenta consumos nos concelhos do Alandroal e do Redondo, com uma ponta de 10 MW.

O projeto prevê a substituição do atual andar 15 kV por quadro blindado modular, com a configuração de um barramento simples.

Investimento previsto - 500 k€; ano de conclusão- 2024.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

### **Renovação do andar 60 kV da SE Vale do Gaio (Ficha nº 111)**

A subestação de Vale do Gaio, concelho de Alcácer do Sal, entrou em serviço em 1967. A estrutura do andar AT é de origem, sendo os disjuntores maioritariamente de 1982, encontrando-se em fim de vida útil. Atualmente o andar AT da subestação alimenta consumos nos concelhos de Alcácer do Sal, Ferreira do Alentejo e Santiago do Cacém, com uma ponta de 18 MW.

O projeto prevê a renovação do parque exterior 60 kV existente com reabilitação das estruturas, substituição dos equipamentos em fim de vida útil e com desempenho insuficiente.

Investimento previsto - 500 k€; ano de conclusão- 2024 (cenários 2 e 3).

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

Nota: projeto não incluído no cenário 1.

### **7.2.3.6 Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo**

#### **Renov SPCC SE Sobreda (Ficha nº 98)**

O SPCC da subestação da Sobreda, concelho de Almada, está em serviço há 31 anos, com risco de que o desgaste dos seus componentes possa traduzir-se em avarias ou disfuncionamentos graves com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço prestada.

O projeto em causa consiste na substituição da atual Unidade Remota e dos sistemas de proteção da subestação por um SPCC com os requisitos técnicos do projeto normalizado, constituído por *Intelligent Electronic Devices* (IED- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede *ethernet*.

A calendarização deste projeto está coordenada com a dos projetos de renovação dos andares AT e MT da subestação.

Investimento previsto - 500 k€; ano de conclusão- 2021.

Este projeto não foi incluído no PDIRD-E 2016.

A calendarização do projeto é igual nos 3 cenários de investimento desta proposta de PDIRD-E 2018.

## 7.3 OUTROS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS NA RND

### 7.3.1 RESERVA DE TRANSFORMADORES AT/MT

Os transformadores de potência são um equipamento imprescindível ao funcionamento da rede elétrica. A falha de um transformador pode acarretar a interrupção de fornecimento de energia a um grande número de consumidores, sendo importante prever uma certa quantidade de reserva.

Para o PDIRD-E 2014 foi efetuado um estudo com o objetivo de fundamentar as necessidades de reserva de transformadores AT/MT.

Para tal foi caracterizado o parque de transformadores em exploração em 2013, identificando as principais características dos transformadores (relação de transformação, grupo de ligação e potência nominal). Identificaram-se os transformadores que se encontram fora de exploração e transformadores em subestações com reserva N-2 que podem constituir uma reserva operacional de transformadores.

Verificou-se que nos dez anos anteriores tinham avariado 17 transformadores e identificaram-se 42 transformadores AT/MT que se encontravam em vigilância (presença de defeitos e nível de degradação do papel isolante). O tempo de reparação médio era de 25 meses.

Assim, dimensionou-se a reserva de transformadores AT/MT por forma a garantir a disponibilidade do conjunto em serviço com o mínimo de 99%.

Dos critérios estabelecidos, e após uma revisão do estudo, resultou a necessidade de constituir uma reserva de 17 transformadores, com características diferentes de modo a cobrir as relações de transformação e grupos de ligação existentes.

Analisando o parque existente, verificou-se que 12 transformadores se encontravam disponíveis ou a disponibilizar no curto prazo e 3 transformadores se encontravam em exploração em subestações com reserva N-2. Assim, tendo em consideração que o tipo de transformadores já existentes e identificados não cobriam todas as situações relativamente às relações de transformação e grupos de ligação, identificou-se a necessidade de aquisição de mais 6 novos transformadores.

O plano de reserva de transformadores foi iniciado no PDIRD-E 2014 e teve continuidade no PDIRD-E 2016. Na presente proposta de PDIRD-E 2018 pretende-se concluir o plano, a concretizar até 2019, estando prevista a aquisição de 1 transformador, conforme Tabela 7.1.

Tabela 7.1: Transformador de potência a adquirir

Relação de transformação [kV]	Potência Nominal [MVA]	Grupo de Ligações	Ação
60/30	31,5	YNyn0(d)	Adquirir

O transformador será localizado em plataformas existentes, destinadas para o efeito, em terreno anexo à subestação Olho-de-Boi (Abrantes). Aqui será alvo de monitorização e de ações manutenção, a fim de garantir a sua operacionalidade.

O investimento previsto nesta proposta de PDIRD-E 2018 para conclusão deste plano é de 350k€, estando englobado no programa de investimento Desenvolvimento de Rede.

O projeto incluído no subprograma Reserva de Transformadores AT/MT mantém-se nos três cenários de investimento analisados (Ficha nº 4).

### **7.3.2 INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE REDES AÉREAS**

Tendo como objetivo a integração paisagística de redes aéreas, e procurando minimizar o impacto da rede de distribuição em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas, inclui-se neste Plano um subprograma para enterramento de linhas aéreas, englobado no programa de investimento Promoção Ambiental.

Todos os cenários e investimento preveem uma verba de 2M€ para o ano de 2019. Nos restantes anos (2020-2023), o valor de investimento previsto no cenário 2 proposto é de 1M€/ano, sendo de 2M€/ano no cenário 3, de maior investimento. O cenário 1, de menor investimento, não considera a realização deste subprograma no período 2020-2023 (Ficha nº 19).

### **7.3.3 FIXAÇÃO ANTI-SÍSMICA DE TP**

Após a promulgação do Decreto-Lei n.º 62/2011, de 9 de maio, a Autoridade Nacional de Proteção Civil e o Gabinete Coordenador de Segurança identificaram a EDP Distribuição como operador de Infraestruturas Críticas Nacionais, ficando assim a EDP Distribuição, segundo o artigo 17.º, obrigada a aplicar nessas instalações o disposto no referido decreto-lei, nomeadamente no seu artigo 10.º onde é especificamente referido: (a) - a instalação de meios de deteção, controlo do acesso, proteção e prevenção; (b) - o estabelecimento de procedimentos de alerta e gestão de crises; (c) - a tomada de medidas de controlo e verificação; (d) - a comunicação, sensibilização e formação; (e) - a segurança dos sistemas de informação; e (f) - as medidas de minimização dos danos e impactos e de reposição da normalidade.

Além desta obrigação legal, a Autoridade Nacional de Proteção Civil tem abordado a EDP Distribuição no âmbito da Avaliação Nacional de Risco, onde é realizada a identificação e caracterização dos perigos de génese natural, tecnológica ou mista, suscetíveis de afetar o território nacional, e no âmbito dos Planos Especiais de Emergência de Proteção Civil, no sentido de ser efetuado um esforço de investimento em medidas de mitigação na rede de distribuição, nomeadamente para o risco sísmico.

O PDIRD-E 2016 já considerava projetos de fixação anti-sísmica de TP incluídos no programa Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas. Tendo em conta o volume das



necessidades identificadas neste âmbito, foi criado um subprograma específico para o PDIRD-E 2018, prevendo-se a continuidade destas intervenções no período 2019-2023.

Os projetos incluídos neste subprograma mantêm-se nos três cenários de investimento analisados. O valor de investimento associado incluído neste Plano é de 0,5M€ em 2019 e 0,3M€/ano entre 2020 e 2023 (Ficha nº 2).

### **7.3.4 BALIZAGEM DIURNA DE LINHAS AÉREAS AT E MT**

O Instituto Nacional de Aviação Civil (INAC), através da Circular de Informação Aeronáutica (CIA) de maio/2003, expressa um conjunto de recomendações referentes a limitações em altura e balizagem de obstáculos artificiais à navegação aérea e que têm como objetivo reforçar as medidas que permitam evitar ou reduzir os riscos para as aeronaves. Estas orientações têm vindo a ser implementadas em todos os novos estabelecimentos e remodelações/alterações de ativos de AT/MT.

Em complemento às recomendações em causa entende-se que, nos casos em que a especificidade de alguns vãos de linhas aéreas de AT e MT em que a perceção em voo, por parte do piloto, poderá ser dificultada e impedir a definição de uma trajetória segura do voo, nomeadamente em ações de inspeção de linhas por helicóptero e navegação de aeronaves em apoio ao combate a incêndios, deverão ser adotadas medidas adicionais de sinalização para que a segurança das operações de voo seja melhorada.

O ORD entende que a instalação da balizagem diurna é um dever, procurando assim evitar acidentes, que já ocorreram, através deste balizamento, que deverá assim ter o enquadramento num subprograma específico a realizar no programa de investimento Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas, por forma a mitigar os riscos de incidentes com aeronaves em vãos de linhas aéreas de AT e MT que observem, pelo menos, um dos seguintes critérios:

- Vãos com comprimento elevado (tipicamente vales com desníveis acentuados e arborizados);
- Zonas com grande densidade de linhas (derivações e cruzamentos com linhas de tensões diferenciadas).

Este subprograma está incluído no programa Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas.

Os projetos incluídos neste subprograma mantêm-se nos três cenários de investimento analisados. O valor de investimento associado incluído neste Plano é de 0,8M€, prevendo a consideração de todas as situações identificadas (Ficha nº 1).

### **7.3.5 PROJETO LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS**

Aproveitando a existência da função localização de defeitos que é disponibilizada pelas unidades de proteção dos sistemas de proteção comando e controlo, pretende-se aproveitar

a informação dos valores de resistência e reatância de defeito para estimativa aproximada da distância às avarias.

Os principais benefícios esperados estão relacionados com a redução de END e a redução da extensão das rondas a linhas aéreas AT e MT após incidentes.

Foi desenvolvido um projeto-piloto em 2013 e 2014 e um piloto alargado durante o ano de 2016 (classificado como investimento inovador), para validação do conceito e operacionalidade deste sistema, tendo como objetivo o *roll-out* futuro do mesmo.

Estava previsto no PDIRD-E 2016 dar seguimento a este *roll-out*, com a implementação desta funcionalidade em 120 instalações que foram identificadas como mais prioritárias (tendo em conta a quantidade de defeitos ocorridos, a qualidade de serviço intrínseca a cada subestação e os modelos de URTA existentes nas SE). Uma vez que o PDIRD-E 2016 foi aprovado em junho de 2018, o projeto foi recalendarizado para execução em 2018 e 2019. Algumas obras do projeto foram reanalisadas, permitindo obter para já uma eficiência no ano de 2018.

Assim, o investimento total associado a este projeto é agora de 1,25M€, prevendo-se a sua realização nos anos de 2018 e 2019. O projeto está englobado no programa de investimento Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo e mantém-se nos três cenários de investimento (Ficha nº 20).

### 7.3.6 PROJETO DE TELECOMUNICAÇÕES

#### Enquadramento

As redes de telecomunicações de segurança são um suporte crítico para a operação da rede elétrica e a sua fiabilidade é fator essencial, nomeadamente em situação de condições adversas, contribuindo para a obtenção de níveis adequados de segurança no abastecimento de energia e de qualidade do serviço prestado, salientando:

- O carácter das operações críticas geridas pela EDP Distribuição exige uma disponibilidade de comunicações elevada;
- A necessidade de controlo do risco reforça essa exigência;
- As redes públicas não têm apresentado a resiliência adequada;
- A pressão para a eficiência e a evolução das necessidades do ORD exige maior flexibilidade na gestão e operação da rede de telecomunicações;
- O seu papel na garantia das condições de segurança de pessoas no apoio às equipas no terreno, com maior relevância em regimes fortemente perturbados.

É de realçar o papel que as redes de telecomunicações apresentam na melhoria da qualidade de serviço (ex: nº de pontos telecomandados), eficiência operacional (ex: gestão das equipas no terreno – *‘work force management’*), bem como na redução dos custos de operação com o aumento significativo, nos últimos anos, das operações remotas (teleengenharia, telemanutenção, teleconfiguração, acesso remoto a registos de exploração) e uma coordenação mais eficiente, com mais informação e mais central, mais dependente das telecomunicações com as equipas no terreno.

A rede de telecomunicações de segurança da EDP Distribuição está segmentada em dois níveis distintos:

- Rede Core (fixa) – rede de dados entre os sistemas centrais e os postos de seccionamento AT e as subestações AT/MT.
- Rede Acesso (sem fios) – rede de voz e dados, interligando os sistemas centrais e as instalações e equipamentos da rede MT (PT e OCR), bem como o suporte às equipas no terreno.

### **Constrangimentos da atual rede de telecomunicações**

Estando o projeto da rede fixa em fase de conclusão, subsistem os constrangimentos inerentes à atual rede de acesso privativa. Esta rede de acesso é maioritariamente suportada por redes de operadores públicos de telecomunicações (rede GSM/GPRS/3G), tem comprovadamente apresentado limitações, quer de fiabilidade, quer de cobertura, sendo mesmo fator impeditivo de uma resposta adequada em situações de condições atmosféricas adversas.

#### **7.3.6.1 Rede Core (fixa)**

O projeto da Rede Core (fixa) programado para terminar em 2019 no PDIRD-E 2016, irá ser concluído antes desta data, prevendo-se o seu término no decorrer do ano de 2018.

#### **7.3.6.2 Rede Acesso (sem fios)**

A atual rede acesso da EDP Distribuição é composta por uma rede privativa de rádio analógica VHF (66/86MHz), bem como pela utilização das redes móveis dos operadores públicos de telecomunicações, disponibilizando comunicações de voz às equipas no terreno, e suportando o telecomando da rede MT (PT e OCR). A rede privativa de rádio, com uma idade superior a 30 anos, utiliza tecnologia obsoleta e equipamento descontinuado (sem oferta de mercado), não respondendo ao número crescente de localizações a servir bem como ao volume crescente de comunicações de dados (tecnologia IP) do telecomando da rede MT, apresentando ainda grandes constrangimentos no suporte das comunicações de voz às equipas (escolha manual dos repetidores, alcance reduzido, um canal de voz por repetidor, etc).

A componente privativa em tecnologia VHF (66/86 MHz) analógica, tem desempenhado um papel fundamental na exploração da RND nomeadamente ao constituir-se como único suporte de comunicações de apoio à condução e manutenção da RND em situações de forte perturbação da RND e frequente falência associada das redes públicas de comunicações, mas encerra importantes limitações tecnológicas e de serviço, nomeadamente na aptidão para uma convergência IP, exigência de larguras de banda, desempenho e controlabilidade da infraestrutura e dos serviços. As ofertas públicas de comunicações móveis permitiram à EDP Distribuição incorporar a sua utilização em articulação com os meios privados, complementando as características das redes privadas, nomeadamente na cobertura de zonas geográficas de maior densidade populacional e numa crescente adequação à transmissão de dados.

Podemos ainda caracterizar os dois principais estados de exploração da Rede de Acesso, nomeadamente:

- a) Exploração em regime normal (ausência de capacidade de transmissão digital e do suporte do protocolo IP na Rede Privativa VHF | insuficiente cobertura dos ativos RND | disponibilidade e processos de governo insuficientes (<99,9%), inferiores ao da RND (99,99%) | bloqueio ao operador via SIM de serviço representa um risco à estabilidade e continuidade da operação;
- b) Exploração em regime perturbado (regime no qual o projeto é indispensável):
  - Em situações de perturbação da RND, com origem em intempéries (ex: tempestade GONG, janeiro de 2013) ou, como em 2017 em fogos florestais de grande escala, as redes públicas registam ausência total de serviço ou forte indisponibilidade do mesmo (vários dias ou mesmo semanas);
  - Para ilustrar a importância essencial das comunicações do tipo móvel no contexto de rede perturbada devemos atender:
    - Automação e telecomando das Redes bem como a importante evolução da capacidade de coordenação das equipas operacionais (ordens de trabalho com atualização dinâmica e condição da Rede, gestão e coordenação de trabalhos, ...);
    - A ausência de comunicações, em especial nesta situação de forte perturbação das redes, períodos em que a força de trabalho no terreno e o recurso aos sistemas de telecomando aumentam consideravelmente, tem, portanto, um forte impacto na eficácia e eficiência do dispositivo de recuperação das redes;
  - Nesta situação, as comunicações de sobrevivência e de coordenação mínima têm sido suportadas pela Rede Privativa VHF, com as limitações funcionais associadas à tecnologia, mas revelando a diferenciação de uma infraestrutura projetada para um nível de sobrevivência elevado, adequado ao suporte de serviços críticos, contrastando com a oferta pública cuja orientação é, no essencial, dirigida ao mercado de consumo;
  - O impacto da ausência de comunicações na capacidade e eficácia de atuação operacional tem uma forte exposição junto dos principais *stakeholders* e da sociedade em geral.

### **Rede de Acesso – Evolução Preconizada**

Tendo como prioridade assegurar os requisitos técnicos e o nível de risco de operação adequados, a estratégia de evolução da Rede de Acesso divide-se agora em duas fases:

Fase I – implementação de plataforma de operador de rede virtual para utilização privativa EDP Distribuição (PVNO-solução descrita posteriormente) e início da instalação da rede LTE e terminais (garantindo a cobertura das zonas consideradas como mais críticas<sup>20</sup>) – projeto já incluído no PDIRD-E 2014 e no PDIRD-E 2016;

---

<sup>20</sup> “Estudo do impacto meteorológico sobre as infraestruturas elétricas de Portugal continental”, Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA) e o Instituto de Ciência Aplicada e Tecnologia (ICAT) da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa (estudo incluído no PDIRD-E 2014)

Fase II – Alargamento e conclusão da instalação da rede LTE e terminais garantindo que a rede de acesso privativa dará uma cobertura nacional a 80% dos ativos (sendo que implementação será feita por uma priorização das zonas mais críticas para as menos críticas).

Deste modo, propõe-se o desenvolvimento de uma plataforma de operador de rede virtual para utilização privativa EDP Distribuição (PVNO), que permite explorar as ofertas de serviço propostas pelos operadores públicos do serviço móvel e, simultaneamente, os proporcionados por uma nova infraestrutura privativa em tecnologia LTE (4G). Apresentada a estratégia da EDP Distribuição junto da ANACOM, esta conferiu resposta positiva à solução técnica preconizada, nomeadamente ao estabelecimento de um PVNO com um perímetro de serviço exclusivo ao contexto da operação da RND pela EDP Distribuição, incluindo os seus prestadores externos.

Em relação à obtenção de espectro radioelétrico para a exploração da componente de rede privativa em tecnologia LTE (4G), aceitando o mérito do projeto, a ANACOM irá proceder a uma consulta pública, com a qual iniciará um processo de avaliação de potenciais interessados e que eventualmente conduzirá à atribuição à EDP Distribuição dos direitos de exploração de espectro na faixa dos 450 MHz. É também de referir que o espectro em análise não foi, à data, alvo de algum pedido de utilização por parte de outros agentes públicos ou privados, tendo a EDP Distribuição sido a única entidade a apresentar pedido para o seu uso no contexto da sua rede de acesso, formalizando o necessário pedido de atribuição.

### Proposta de desenvolvimento do projeto

Este plano pressupõe a Fase I já referida, a desenvolver no período de 2018 a 2021, que concretiza a total funcionalidade da nova Rede de Acesso (PVNO e Privativo), endereçando com rede privativa a região Oeste na qualidade de zona com maior probabilidade de ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos.



Figura 7.3: Rede de Acesso - Fase I: Implementação da rede privativa (LTE 450MHz)

A Fase I vai permitir a comprovação do mérito na redução do risco da operação da RND e consequente impacto na redução da energia não distribuída, em especial em situações

enquadradas em regime de força maior, permitindo validar as condições para a prossecução da Fase II, de expansão da Rede Privativa.

Como referido, dependendo ainda da conclusão do procedimento de análise e decisão que a ANACOM desenvolverá para a eventual atribuição do espectro, nesta proposta de PDIRD-E 2018 está incluída a Fase I do projeto (10M€) nos três cenários de investimento analisados. O arranque da Fase II, que totaliza 46M€, está contemplada apenas no cenário 3 de investimento, estando previsto no período deste PDIRD-E um investimento de 12M€.

Tendo em conta o risco envolvido neste projeto, será reavaliada para o próximo PDIRD-E 2020 a oportunidade de implementação da Fase II, pelo que nesta proposta de PDIRD-E 2018 foi para já considerado um investimento inicial nos dois últimos anos do período (2022-2023), e que poderá vir a ser revisto.

A calendarização de ambas as fases pode ser vista em mais pormenor nas fichas dos projetos no anexo 8 (Ficha nº 22 e Ficha nº 23).

### **7.3.7 MODERNIZAÇÃO E RELOCALIZAÇÃO DO *DATA CENTER***

#### **Enquadramento**

A rede da EDP Distribuição é uma infraestrutura crítica do país e este projeto surge como uma resposta da Empresa ao aumento do risco inerente à operação da rede. O risco de ciberataque às infraestruturas críticas é cada vez mais elevado como o provam os diversos ataques internacionais ocorridos nos últimos anos<sup>21</sup>. A alteração estrutural do contexto de ameaça ciber-física externa, com um aumento do número de ciber-incidentes com crescente potencial de impacto verificada em 2016/2017, impõe uma revisão urgente e prioritária da readequação da resiliência da Infraestrutura de Informação Crítica (IIC) e da sua capacidade de suporte a novos modelos de segurança e resiliência aplicacional.

#### **Pressupostos**

A progressiva digitalização e automação da rede elétrica deve ser suportada por uma IIC caracterizada por uma arquitetura aplicacional e computacional de crescente complexidade e numa infraestrutura de alojamento (*data center*) de segurança, disponibilidade e resiliência adequadas. A satisfação destas condições técnicas exige como requisito mínimo dois *data centers* de nível TIER III, com condições semelhantes de exploração e proximidade, permitindo assim um novo tipo de arquitetura de suporte às IIC, passando do paradigma de “2 locais físicos e 2 *data centers*” para “1 *data center* virtual em 2 locais físicos”, ou seja, utiliza recursos de ambos os locais, dada a baixa latência, mas efetivamente corre transparentemente no *data center* virtual. No caso da perda de um local o sistema não é afetado, passando a recorrer aos recursos do outro local disponível.

---

<sup>21</sup> “Stuxnet” em 2010 | “BlackEnergy II”, (Ucrânia 2015) | “Crash Override/Industroyer”, (Ucrânia 2016) | “Wanna Cry”, 2017

No novo contexto de ameaça ciber-física externa, é necessário garantir o nível mínimo de proteção de TIER<sup>22</sup> III para os *data centers*, classificação do *Uptime Institute* com disponibilidade de 99,9999968%, e com latências entre *data centers* inferior a 2ms.

### Cumprimento da Diretiva Europeia NIS

A EDP Distribuição detém uma Infraestrutura da Informação *Mission Critical* (IIMC) nacional, sendo por isso responsável pela proteção da sua Disponibilidade, Integridade e Confidencialidade (DIC) num cenário de crescente exposição a ciber-ameaças complexas e sofisticadas, evidentes pelos ataques ocorridos.

Segundo a Diretiva Europeia NIS<sup>23</sup> (*Network and Information Security*), que entrará em vigor em maio de 2018, a EDP Distribuição, como operador de infraestruturas críticas, designado nesta diretiva como Operador de Serviços Essenciais (OSE), tem que implementar um conjunto de medidas e práticas de Cibersegurança para:

1. garantir um nível de Cibersegurança adequado à mitigação dos principais riscos da organização;
2. assegurar *compliance* com principais standards internacionais no domínio da gestão de risco e resposta a incidentes;
3. prevenir e minimizar o impacto de incidentes nas infraestruturas de TI utilizadas no fornecimento de serviços críticos.

Em linha com estes objetivos, a mudança do *data center* de Palhavã para um novo *data center* TIER III representa o cumprimento fundamental de conformidade com a Diretiva NIS, pela abordagem sistémica de mitigação de risco que representa (1.), pela adoção de requisitos exigentes – TIER III – de um standard internacionalmente reconhecido (2.) que permite, de acordo com a análise de risco efetuada, a redução efetiva do nível de risco associado ao *data center*, pela diminuição da probabilidade de ocorrência e impacto de incidentes (3.).

A modernização e a proximidade geográfica dos dois *data centers* Ermesinde e Riba D’Ave, ambos de classificação TIER III, garantem:

- uma maior resiliência a falhas (hardware, alimentação elétrica, instalações);
- maior eficiência e flexibilidade no basculamento da capacidade computacional entre *data centers* com latência inferior a 2ms;
- diminuição do tempo de comutação;
- realização de backups cruzados online;

A localização do novo *data center* de Riba D’Ave cumpre com os requisitos identificados na análise realizada às ameaças identificadas pela Autoridade Nacional de Proteção Civil e em eventos reais que tenham ocorrido no passado. Esta localização cumpre com o requisito de

---

<sup>22</sup> A classificação TIER é usada para medir o nível da infraestrutura de um local destinado ao funcionamento de um data center, e seguindo a norma. [ANSI/TIA-942](https://pt.wikipedia.org/wiki/ANSI/TIA-942) (TIA Standard – Telecommunications Infrastructure Standard for Data Centers).  
(fontes: <https://pt.wikipedia.org/wiki/ANSI/TIA-942>)

<sup>23</sup> Diretiva (UE) 2016/1148 do Parlamento Europeu e do Conselho de 6 de julho de 2016 relativa a medidas destinadas a garantir um elevado nível comum de segurança das redes e da informação em toda a União.

distância mínima de 25 km entre data centres e encontra-se numa zona de suscetibilidade sísmica reduzida.

A modernização e realocização do *data center* considera:

1. a mudança do *data center* de Palhavã para Riba D'Ave, implica dotá-lo de toda a infraestrutura de suporte para albergar os sistemas IIMC a transferir de Palhavã;
2. a readequação do *data center* de Ermesinde para que em conjunto com Riba D'Ave suportem a nova arquitetura de 1 *data center* virtual em 2 locais físicos (Ermesinde e Riba D'Ave), implicando a aquisição e renovação de equipamento;
3. a transferência da infraestrutura de comunicações dos operadores públicos de Palhavã para Riba D'Ave (garantia do serviço de GPRS, 3G, Internet e de redundância de comunicações aos operadores nos 2 *data centers*).

De acordo com as metodologias de avaliação de risco utilizadas pela Empresa, o contexto cada vez mais agressivo e de rápido crescimento de ciber-incidentes nas infraestruturas críticas, nos dois últimos anos, elevou o nível de risco de ciber-ataque, de moderado para inaceitável. A permanência num nível de risco inaceitável torna urgente a sua mitigação, pelo que a mudança do *data center* de Palhavã para o novo *data center* TIER III de Riba D'Ave deve ser executada em 2019.

No anexo 8 inclui-se a ficha deste projeto, sendo o investimento neste Plano de 1.400 k€; ano de conclusão- 2019 (mantém-se nos três cenários de investimento) (Ficha nº 21).

### **7.3.8 EVOLUÇÃO APLICACIONAL DA PLATAFORMA DE VISUALIZAÇÃO E OPERAÇÃO REMOTA DA RND**

A plataforma SCADA/DMS, utilizada pela EDP Distribuição, e vulgarmente conhecida como GENESys, permite a visualização e operação remota da rede nacional de distribuição.

De modo a garantir o acompanhamento da evolução da automatização da rede elétrica, aumento da eficiência operacional, e da experiência de utilização do GENESys, torna-se necessário a implementação contínua de melhorias e novas funcionalidades aplicacionais na referida plataforma.

O subprograma Evolução Aplicacional da plataforma de visualização e operação remota da RND encontra-se englobado no programa de investimento Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

No anexo 8 inclui-se a ficha deste subprograma, sendo o investimento respetivo previsto neste Plano de 0,4M€/ano (mantém-se nos três cenários de investimento) (Ficha nº 16).

Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28 de dezembro de 2017.



### **7.3.9 RENOVAÇÃO TECNOLÓGICA DE *HARDWARE* DA PLATAFORMA DE VISUALIZAÇÃO E OPERAÇÃO REMOTA DA RND**

Na mesma linha da evolução da plataforma aplicacional, a renovação tecnológica de *hardware* da plataforma GENESys é fundamental. Nesta perspetiva, esta renovação inclui os servidores SCADA e DMS, postos de operação e sistemas de visualização SCADA e sistema de armazenamento de dados.

Na base de sustentação deste projeto está o crescimento da rede e da respetiva base de dados, o aumento das unidades telecomandadas e o aumento significativo das funcionalidades e melhorias introduzidas no GENESys que se tornaram bastante mais exigentes para a atual plataforma.

O subprograma Renovação Tecnológica de *hardware* da plataforma de visualização e operação remota da RND encontra-se englobado no programa de investimento Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

No anexo 8 inclui-se a ficha deste subprograma, sendo o investimento respetivo previsto neste Plano de 0,4M€/ano (mantém-se nos três cenários de investimento) (Ficha nº 18).

Aprovação autónoma emitida pelo Sr. SEEn em 28 de dezembro de 2017.

### **7.3.10 CIBERSEGURANÇA DE SISTEMAS INTELIGENTES E DA OPERAÇÃO REMOTA DA RND**

A digitalização da rede elétrica está suportada na evolução da tecnologia operacional que compõe a sua plataforma digital, e que tem crescido ao longo dos anos como forma de dar resposta aos desafios colocados ao operador da rede de distribuição.

No entanto, esta evolução caracterizada pelo aumento de dimensão, complexidade, ubiquidade e heterogeneidade da tecnologia operacional da EDP Distribuição, resulta numa maior exposição da organização aos riscos de segurança e privacidade no domínio cibernético, com potenciais efeitos adversos para os consumidores e a sociedade em geral.

Este novo paradigma exige que as organizações do setor elétrico reconheçam a importância da cibersegurança na sua transformação digital, e para tal deverá ser promovida a adoção de uma cultura organizacional ativa.

Na EDP Distribuição a estratégia para a cibersegurança estabelece os objetivos respetivos em linha com a evolução do negócio e dos seus processos mais críticos, e reconhecendo a natureza transformativa do contexto, pelo ritmo acelerado de digitalização da organização e carácter evolutivo das ameaças. Complementarmente, a estratégia veicula o desenho e a execução de um portfólio progressivo de projetos, de perímetro holístico, que permite a melhoria contínua da cibersegurança e a sua adaptação continuada ao contexto, abordando aspetos técnicos, as pessoas, e os elementos e processos organizacionais.

Este portfólio de projetos deverá integrar duas competências fundamentais e complementares para a cibersegurança:

1. Prevenção: Implementação de medidas e controlos preventivos no ambiente tecnológico, assegurando a mitigação dos riscos prioritários da organização, identificados por metodologia de gestão de risco;
2. Reação: Desenvolvimento da capacidade de monitorização, deteção e resposta a incidentes de cibersegurança, considerando que as medidas preventivas aplicadas não assegurarão a mitigação completa dos riscos.

Complementarmente, no âmbito da cibersegurança, deverá ser tida em consideração o aumento da segurança ciber-física dos ativos mais críticos da EDP Distribuição, reduzindo de forma sistemática os riscos de cibersegurança da organização.

Inicialmente, será dada uma resposta direcionada ao levantamento e avaliação de riscos desenvolvidos no âmbito do Plano de Segurança de Operador (PSO), iniciativa enquadrada no Decreto-lei n.º 62/2011 e coordenada pela Autoridade Nacional de Proteção Civil, que identificou um conjunto de riscos/não conformidades nas Infraestruturas Críticas da EDP Distribuição e que carece de abordagem integrada para a sua correta mitigação e redução de risco a níveis aceitáveis. Foram, assim, identificados os projetos mais prioritários para realização nas 26 instalações críticas identificados no PSO.

No anexo 8 inclui-se a ficha deste subprograma, sendo o investimento respetivo previsto neste Plano de 0,4M€/ano (mantém-se nos três cenários de investimento) (Ficha nº 15).

### **7.3.11 EXPANSÃO DA REDE DE FIBRA ÓPTICA**

Foi realizada uma análise com o objetivo de alargar o alcance da rede de fibra óptica a instalações AT/MT exploradas pela EDP Distribuição.

A rede de fibra óptica explorada pela EDP Distribuição é uma componente integrante e fundamental para o desenvolvimento do projeto de telecomunicações - Rede Core (fixa), pelo que a sua expansão e adequabilidade às necessidades atuais e futuras reveste-se de particular importância. No estudo foram identificadas as ligações consideradas prioritárias.

No anexo 8 inclui-se a ficha deste subprograma, sendo o investimento respetivo previsto no período deste Plano de 0,2M€/ano (mantém-se nos três cenários de investimento) (Ficha nº17).

### **7.3.12 INVESTIMENTO INOVADOR**

O conceito de investimento inovador resume-se nos seguintes pontos, sem se esgotar das demais especificidades que possam decorrer de projetos com outro tipo de particularidades:

- Os projetos de investimento enquadrados neste conceito poderão resultar da aplicação de uma nova tecnologia, ou projetos não utilizados anteriormente na atividade corrente da EDP Distribuição.
- Estes projetos são habitualmente classificados como tendo um risco tecnológico ou aplicacional elevado.

- Por outro lado, a sua aplicação generalizada (*roll-out*) deverá resultar numa redução de custos ou investimento evitado, tendo por isso uma racionalidade económica associada.

A EDP Distribuição definiu que a alocação de recursos a investimentos do tipo inovador deve ser cautelosa, garantindo a escolha de projetos com um potencial de realização elevado.

Para o desenvolvimento destes projetos potenciou-se a aposta em parcerias com entidades externas à EDP Distribuição, nomeadamente universidades ou instituições de investigação que tragam mais-valias aos projetos da empresa. Essas mais-valias materializam-se num reforço da massa crítica e num incremento da capacidade inovadora fundamental para o desenvolvimento de projetos inovadores.

Tratando-se de projetos inovadores, têm por isso uma maior incerteza na sua definição e um maior risco de execução associado, pelo que a decisão final sobre o arranque destes projetos terá de ser devidamente avaliada e ponderada dentro dos parâmetros conhecidos.

Assim, os projetos integrados no programa Investimento Inovador são essencialmente projetos-piloto que, após o teste da sua prova de conceito, poderão vir a ser incluídos noutros programas genéricos de investimento quando em fase de implementação generalizada (*roll-out*). Estes projetos são fundamentais para o desenvolvimento da rede inteligente.

Em seguida identificam-se as áreas de investimento definidas no âmbito do investimento inovador.

### **Áreas de Investimento Inovador**

Tendo em conta a necessidade de evolução sustentada da rede, privilegiaram-se três áreas de atuação que se consideram prioritárias de forma a dotar a rede de maior inteligência:

#### **a) Componentes Avançados**

Esta área tem como foco atuar ao nível da integração na rede existente de novos componentes com características tecnológicas avançadas que permitam melhorar o seu desempenho e eficiência.

#### **b) Monitorização e Sensorização da Rede**

Pretende-se dotar a rede de uma maior capacidade de monitorização e a obtenção de mais informação atualizada sobre a rede. Este acréscimo de dados é essencial para a obtenção de um conhecimento mais rigoroso, o que permitirá atuar de forma mais inteligente.

A EDP Distribuição tem em desenvolvimento um modelo de gestão de projetos de sensorização que potenciará uma visão comum e integrada deste tipo de projetos, e adequando-se ao novo paradigma das redes inteligentes.

#### **c) Inteligência e Gestão Ativa e Integrada da Rede**

Uma melhor gestão da rede obriga à integração e tratamento de uma grande quantidade de dados operacionais que permitem posteriormente ou em tempo real tomar decisões mais rigorosas sobre a rede. Esta gestão ativa, sendo de elevada complexidade, deverá ser facilitada por uma maior inteligência da rede, nomeadamente com níveis de automatização crescente e tornando a rede mais flexível.

Estas áreas de atuação pretendem cobrir o leque de projetos que irão compor a rúbrica de investimento inovador. Deste modo, dando continuidade aos projetos implementados desde o PDIRD anterior, continuarão a realizar-se neste Plano projetos-piloto nas áreas definidas.

Na área de investimento Monitorização e Sensorização da Rede, existe um projeto que se destaca pela sua elevada relevância para a EDP Distribuição no âmbito das redes inteligentes (Projeto de Instalação de DTC em postos de transformação) e para o qual se inclui aqui uma breve descrição, que se apresenta em seguida. No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 24).

### 7.3.12.1 ADMS – Advanced Distribution Management Systems

Com este projeto pretende-se validar a tecnologia, arquitetura e funcionalidades da futura/evolução da plataforma de gestão e supervisão da rede elétrica. Entre outras, destacam-se:

- Adequabilidade de uma plataforma com âmbito transversal aos níveis de gestão e supervisão da rede elétrica. Esta plataforma deverá ser flexível permitindo a utilização de diferentes *stakeholders* (ex.: entidade responsável por concessão de rede BT);
- Identificação das vantagens de articulação das soluções BT com a AT/MT;
- Validação do conceito de integração AT/MT/BT versus a sua segmentação;
- Validação da arquitetura de sistemas que permita a integração com diferentes aplicações (AMI, OMS, WFM, SCADA, ...) tendo em conta a escalabilidade e evolução das mesmas;
- Definição de uma arquitetura resiliente, flexível e escalável alinhada com os requisitos de sistemas *mission critical*;
- Validação de funcionalidades avançadas fundamentais:
  - Detecção e resolução de defeitos;
  - Otimização da exploração da rede;
  - *Demand response*;
  - Gestão de microredes;
  - Funcionamento em ilha;
  - Gestão de pontos de carregamento de veículos elétricos.
- Validação da usabilidade da ferramenta como ponto único de interação para as atividades de gestão, monitorização e supervisão da rede elétrica.

No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 25).

### **Instalação de DTC em postos de transformação**

O DTC – Distribution Transformer Controller – é um componente chave na estratégia de aumento da capacidade de supervisão e controlo das redes MT e BT. Na arquitetura concebida pela EDP Distribuição, no âmbito do projeto InovGrid, o DTC desempenha ainda a função de concentrador de dados, assegurando a comunicação com o equipamento de contagem inteligente - EDP Box (EB). Este duplo papel do DTC, como plataforma de supervisão e como concentrador permite sinergias importantes em relação à alternativa de recurso a componentes separados.

Um desafio deste projeto é a integração dos DTC nos sistemas e processos de negócio do ORD, o que constitui um passo essencial para a materialização dos benefícios esperados. Para superar este desafio a EDP Distribuição tem vindo já a promover o desenvolvimento dos Sistemas de Informação (SI) instrumentais na utilização da informação disponibilizada pelo DTC, como por exemplo o SCADA BT Grid e o *software* de planeamento DPlan – Distribution Planning. No mesmo sentido, a EDP Distribuição tem em curso diversos projetos-piloto, no domínio da sensorização de PT.

Dando continuidade à aposta no desenvolvimento das redes inteligentes, no plano de investimento 2019-2023 pretende-se dar continuidade a este projeto e instalar cerca de 20.500 DTC em postos de transformação, no cenário 2 de investimento proposto. No cenário 1 mantém-se o investimento previsto associado a DTC, enquanto que no cenário 3 este investimento duplica.

No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 24).

### **Instalação de *routers* em postos de transformação**

O router tem como função principal a integração transversal dos fluxos de comunicações ao nível do posto de transformação MT/BT, bem como a gestão da camada de comunicações respetiva, tendo por eixos orientadores a Eficiência Operacional e a Qualidade de Serviço. Estes disponibilizam, ao nível de cada PT, um único equipamento (ponto de acesso), que concentra todo o tráfego de comunicações entre os sistemas centrais e os equipamentos instalados nesse PT (DTC, Totalizador, EB IP, RTU).

Permitem definir uma rede de comunicações local no próprio PT para interligação dos equipamentos lá instalados e que necessitam de comunicar entre si, como é o caso das EB IP com o respetivo DTC no PT. Permitem, também, através da criação de uma plataforma, o controlo e monitorização, em escala, do estado de funcionamento dos equipamentos.

Os principais benefícios esperados são:

- Utilização de um único canal de comunicações, com informação encriptada, garantindo assim maior segurança no acesso a informação crítica da infraestrutura e maior dificuldade em tentativas de acesso não autorizadas.

- Desagregação da componente de comunicações e da camada aplicacional permite uma maior flexibilidade e escalabilidade para acompanhar ritmos de evolução tecnológica diferentes e integrar novos elementos.
- Possibilidade de controlo e monitorização do estado de funcionamento dos routers, e dos equipamentos instalados no PT, permitindo identificar antecipadamente eventuais problemas ao nível das comunicações.

Neste Plano prevê-se a instalação de cerca de 3700 *routers* em postos de transformação, no cenário 2 de investimento proposto. No cenário 1 mantém-se o investimento previsto associado a *routers*, enquanto que no cenário 3 este investimento duplica.

No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 26).

### **Investimento em projetos de carácter inovador**

O investimento considerado nesta proposta de PDIRD-E 2018 para projetos de carácter inovador compreende um total de 29,6M€ no período 2019-2023 para o cenário 2 (proposto). Neste investimento estão incluídos os projetos anteriormente descritos “ADMS - Advanced Distribution Management Systems”, “Instalação de DTC em postos de transformação” e “Instalação de routers em postos de transformação”, correspondendo estes dois últimos a cerca de 80% do valor total do investimento inovador previsto no Plano.

No cenário 3 o investimento previsto é de 56,1M€, com reforço do investimento em DTC e routers, relativamente aos restantes cenários. No cenário 1 o investimento é reduzido para 24,6M€, retirando-se investimento em projetos de carácter inovador (projetos-piloto).

O investimento previsto no cenário 2 proposto deverá, assim, continuar a permitir a evolução futura para uma rede inteligente, apesar de considerar um ritmo mais lento do que o cenário 3 de maior investimento.

### **7.3.13 SUBSTITUIÇÃO DE SISTEMAS DE ALIMENTAÇÃO DE CORRENTE CONTÍNUA**

Os sistemas de alimentação de corrente contínua assumem um papel absolutamente crítico na operacionalidade das instalações de distribuição de energia elétrica, impactando fortemente na qualidade de serviço. A falha destes ativos pode ter consequências devastadoras, como por exemplo a ocorrência de incêndios nas instalações da RND, e pôr em causa a segurança de pessoas e bens.

Estes sistemas permitem assegurar autonomia, operacionalidade e supervisão das instalações em causa, tanto ao nível dos sistemas de potência (transformadores, disjuntores, seccionadores, ...), como dos sistemas de proteção, comando, controlo e telecomunicações.

A carteira de projetos de investimento de substituição de sistemas de alimentação de corrente contínua é composta por ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A avaliação da condição destes ativos é efetuada através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade. Estas

necessidades de investimento, referentes a situações de condição insatisfatória, são ainda avaliadas em termos do impacto provocado pela falha dos respetivos ativos para que possa ser calculado o nível de risco e Índice de Criticidade associado a cada ativo.

O investimento no âmbito da substituição de sistemas de alimentação de corrente contínua foi analisado no estudo cujo sumário executivo se encontra no anexo 9.A e que fundamenta os valores de investimento necessários nesta rúbrica contemplados no período 2019-2023.

Os projetos de investimento específico associados a este subprograma estão englobados no programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, prevendo-se no cenário proposto nesta proposta de PDIRD-E 2018 (cenário 2) um investimento de aproximadamente 4,5M€ em cerca de 90 instalações no período do Plano. Adicionalmente, poderão ser realizadas mais algumas intervenções deste tipo em projetos genéricos de âmbito mais alargado.

Os projetos incluídos no subprograma Substituição de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua mantêm-se nos cenários 2 e 3, sendo inferior no cenário 1 de investimento (2,5M€).

No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 12).

#### **7.3.14 TRAVESSIAS DE REDE AT/MT SOBRE AE, IP E IC**

Foi efetuado o levantamento das situações de travessia de linhas aéreas AT/MT sobre AE/IP/IC, para análise da sua condição técnica e regulamentar.

Esta iniciativa resultou da necessidade de efetuar esta avaliação para os de AT/MT que cruzam as vias de comunicação mais importantes, face ao risco de ocorrência de rotura e queda de condutores, ocasionando incidentes com potencial gravidade.

Do levantamento efetuado foram identificadas situações de diverso tipo:

- reforço do isolamento
- substituição de ligadores
- substituição de condutores e/ou apoios

Neste subprograma do programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT estão incluídos os projetos para mitigação do risco associado à resolução destas situações.

Os projetos incluídos neste subprograma mantêm-se nos três cenários de investimento analisados (1,7M€ no período do Plano).

No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 13).

### **7.3.15 DIMENSIONAMENTO DOS ATIVOS AT E MT PARA AS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO**

A motivação que conduziu à necessidade deste plano consistiu na deteção de não conformidades entre os valores de dimensionamento dos equipamentos para as correntes de curto-circuito considerando os tempos máximos de eliminação de defeito (atuação dos sistemas de proteção em backup) e as potências de curto-circuito calculadas na última versão do PDIRD-E 2016.

O plano em causa consiste na substituição dos ativos de rede AT e MT subdimensionados para as correntes de curto-circuito, ou em alterações nas instalações que alimentam os ativos subdimensionados, ao nível dos Sistemas de Proteção Comando e Controlo, permitindo assim a redução do tempo máximo de eliminação de defeitos em backup.

Os ativos da RND englobados no plano são os seguintes:

- Disjuntores AT;
- Disjuntores MT;
- Linhas AT;
- Cabos de Guarda AT;
- Linhas MT.

Os projetos incluídos neste subprograma mantêm-se nos cenários 2 e 3 (10M€ no período do Plano), sendo inferior no cenário 1 de investimento (3,2M€).

No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 10).

### **7.3.16 SUBSTITUIÇÃO DE REDE SUBTERRÂNEA A 10KV NAS AOLSB E AOLRS**

Na sequência dos elevados valores de taxas de avarias anuais registadas na rede subterrânea a 10 kV das AOLSB e AOLRS, com particular incidência na cidade de Lisboa onde existem zonas de elevada densidade freática, a Labelec efectuou análises de Espectroscopia no Domínio da Frequência (FDS - Frequency Domain Spectroscopy) às isolações das amostras de cabos associados a troços subterrâneos com reincidência de avarias e persistência de sucessivas reparações por rutura do dielétrico. A avaliação fidedigna do estado da isolação tanto no que se refere ao seu envelhecimento, como à presença de árvores de água, permitiu identificar a grande vulnerabilidade dos cabos secos com a bainha exterior em PVC (i.e., tipos LEHIV e LXHIOV) que representam a maior fragilidade na RND e em flagrante desvantagem técnica com os cabos a óleo de qualquer idade.

A premência do investimento justifica-se pelo registo anormal de ocorrências na rede, podendo mesmo em algumas circunstâncias, como já verificado, pôr em causa o normal fornecimento de energia elétrica à rede.

Consideram-se duas hipóteses de instalação de cabos subterrâneos de média tensão, com tensão nominal não inferior a 15 kV, i.e., numa das hipóteses a utilização do cabo LXHIOZ1 (cbe) com duas barreiras de estanquidade longitudinal [conforme DMA-C33-251/N de Maio 2017 (3ª Edição)] e na outra a utilização do cabo LXHIOLZ1 (cbe) com duas barreiras de



estanquidade longitudinal e uma barreira de estanquidade transversal (situação idêntica aos cabos utilizados em alta tensão).

Os projetos incluídos neste subprograma mantêm-se nos cenários 2 e 3 de investimento (8,8M€ no período do Plano), sendo inferior no cenário 1 de investimento (3,2M€).

No anexo 8 é apresentada a ficha de caracterização respetiva, com uma descrição mais em detalhe (Ficha nº 11).

## **7.4 IMPACTO E BENEFÍCIOS DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS**

A quantificação dos benefícios para o sistema elétrico (redução da energia de perdas e da energia não distribuída como medida da melhoria dos indicadores de qualidade de serviço), durante a vida útil dos projetos dos principais investimentos previstos, encontra-se discriminada no anexo 8.

### **7.4.1 IMPACTO NA QUALIDADE DE SERVIÇO**

Neste documento, por definição, considera-se que a energia não distribuída é a relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria. No entanto, para efeitos de avaliação dos projetos de investimento, considera-se também que os benefícios da eliminação de sobrecargas e de quedas de tensão não regulamentares são contabilizados como energia não distribuída (a energia que seria distribuída com sobrecarga dos elementos da rede ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar).

O Plano apresentado e respetivos projetos de investimento, com impacto no vetor qualidade de serviço técnica dão resposta a duas componentes de análise e atuação: uma relativa ao esforço da não degradação da qualidade de serviço e outra relativa à melhoria de determinadas zonas da rede.

Quanto à não degradação da qualidade de serviço, implica o desenvolvimento de projetos que contribuem em média, anualmente, com uma melhoria da continuidade de serviço equivalente à degradação natural da rede de modo a anulá-la.

Quanto à melhoria da qualidade de serviço, neste Plano, refere-se ao esforço de dotar de reserva N-1 de abastecimento às sedes de concelho, do aumento da resiliência das redes sujeitas a fenómenos climatéricos extremos, da redução de assimetrias de qualidade de serviço das linhas MT e para a instalação de pontos de telecomando na rede MT, melhorando as zonas pior servidas.

Na quantificação dos benefícios considerados com impacto no vetor qualidade de serviço, o parâmetro utilizado para a avaliação dos projetos teve em conta os objetivos a atingir, pelo que foram utilizados diferentes indicadores (END, TIEPI MT, SAIDI MT e MAIFI MT).

A tabela seguinte apresenta o resumo dos benefícios anuais de redução de END, proporcionados pelos principais projetos avaliados neste parâmetro e constantes do anexo 8,

onde se separou a redução de END resultante da redução do número e da duração das avarias, da redução de END resultante da eliminação de sobrecargas ou de variações de tensão não regulamentares.

Tabela 7.2: Redução de END proporcionada pelos principais projetos (GWh)

Benefício anual	Principais Projetos
Redução de END (interrupções)	0,31
Redução de END (sobrec./reg.)	0,66
<b>Redução de END total</b>	<b>0,94</b>

Nos projetos específicos de melhoria de qualidade de serviço são avaliados os seus impactos na redução dos indicadores globais de qualidade de serviço: SAIDI MT e MAIFI MT.

A tabela seguinte apresenta o resumo dos impactos na redução dos indicadores globais de qualidade de serviço, proporcionados pelos principais projetos avaliados nestes parâmetros e descritos no anexo 8 e os benefícios dos projetos (não descritos individualmente) do subprograma Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST.

Tabela 7.3: Resumo dos impactos na redução dos indicadores globais de qualidade de serviço

Indicador QS	Principais Projetos	Un.
SAIDI MT	19,1	min.*
MAIFI MT	1,47	inc.*

\*- base RND

A redução no indicador SAIDI MT indicada corresponde à redução do valor anual no final do período do Plano de 1,40 GWh de END (apenas relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria). Existem ainda outros projetos incluídos neste Plano, motivados pela melhoria da qualidade de serviço e, também, por outros vetores estratégicos com impacto considerável na qualidade de serviço.

Globalmente, os benefícios associados aos projetos de investimento com impacto no vetor qualidade de serviço representam, no fim do período 2019-2023, ganhos anuais de energia não distribuída (apenas a relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria), que se apresentam na tabela seguinte.

Tabela 7.4: Impacto no vetor qualidade técnica de serviço da rede, redução de END, dos investimentos (GWh)

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
2019	0,38	0,38	0,38
2020	0,74	0,82	0,90
2021	1,09	1,24	1,43
2022	1,42	1,65	1,96
2023	1,75	2,04	2,46

Considerando a contribuição de todos os projetos, bem como a degradação dos indicadores da qualidade de serviço atrás referida, a evolução estimada para o SAIDI MT é a indicada no gráfico da Figura 4.5. De facto, a redução de SAIDI MT que se prevê obter com a realização do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica será, em grande parte, para compensar a degradação estimada para a rede MT neste período.

#### 7.4.2 IMPACTO NA EFICIÊNCIA DA REDE

O impacto na eficiência da rede dos principais projetos de investimento descritos no anexo 8, medido pelos benefícios anuais médios de redução da energia de perdas, estima-se em 28,0GWh. Outros projetos previstos no plano contribuem adicionalmente com 38,4 a 45,7 GWh/ano (dependendo do cenário) para a redução da energia de perdas.

Assim, os benefícios associados aos projetos de investimento com impacto no vetor eficiência da rede representam, no período 2019-2023, os ganhos médios anuais em energia de perdas na rede AT e MT apresentados na tabela seguinte, por cenário de investimento:

Tabela 7.5: Impacto no vetor eficiência da rede, redução de perdas AT e MT, dos investimentos (GWh)

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
2019	13,7	13,7	13,7
2020	27,3	28,5	29,1
2021	40,6	43,1	44,2
2022	53,5	57,3	58,9
2023	66,4	71,4	73,6

Os investimentos previstos neste plano para melhoria da eficiência da rede asseguram a compensação do aumento de perdas resultantes do aumento da procura (no cenário central de evolução dos consumos) e do aumento da produção de energia distribuída permitindo, ainda, uma pequena redução do valor relativo das perdas globais da RND.

#### 7.4.3 IMPACTO NA EFICIÊNCIA OPERACIONAL

Os investimentos neste vetor visam obter benefícios na redução dos custos de operação da rede de distribuição.

Mantém-se em desenvolvimento, com o INESC TEC, o estudo da metodologia de identificação e quantificação dos benefícios associados a este vetor (anexo 9.B). Está prevista a entrega do estudo antes da apresentação do próximo PDIRD-E 2020, com a respetiva inclusão dos resultados nesse Plano.

#### 7.4.4 IMPACTO NO ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

Os investimentos neste vetor visam melhorar a capacidade de resposta do ORD, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede, facilitando a participação de forma ativa no desenvolvimento da RND.

Mantém-se em desenvolvimento, com o INESC TEC, o estudo da metodologia de identificação e quantificação dos benefícios associados a este vetor (anexo 9.B). Está prevista a entrega do estudo antes da apresentação do próximo PDIRD-E 2020, com a respetiva inclusão dos resultados nesse Plano.

## 7.5 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

O investimento não específico tal como referido anteriormente deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

Este investimento é composto essencialmente por sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos.

O valor considerado para o PDIRD diz respeito aos investimentos a realizar na RND e resulta da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT<sup>24</sup>.

Os valores de investimento aqui apresentados são relativos apenas aos níveis de tensão AT e MT.

De notar que no investimento não específico manteve-se um agrupamento do investimento espelhando o que é feito no investimento específico. Assim, mantém-se a existência de programas, subprogramas e projetos.

### Sistemas Informáticos

Os sistemas informáticos (SI), pela sua função e características estruturantes da atividade da empresa, apresentam valores de investimento com algum significado.

A EDP Distribuição prossegue um caminho semelhante aos restantes ORD, (todos estão a investir significativamente em SI), acompanhando o processo de digitalização da economia e a alteração de paradigma tecnológico (automação, Big Data, gestão de ativos, migração para a cloud, etc..) tornando os investimentos em novos sistemas indispensáveis para dar cumprimento (com qualidade e eficiência) às exigências regulatórias e às expectativas dos agentes de mercado.

A EDP Distribuição aposta significativamente na eficiência dos seus processos de negócio, na modernização dos seus sistemas de informação, na aproximação aos seus vários stakeholders e no desenvolvimento de projetos com forte cariz tecnológico como resposta aos grandes

---

<sup>24</sup> Uma vez que este tipo de investimento é transversal às redes de AT, MT e BT, é utilizada uma chave de repartição para atribuição do investimento por nível de tensão. Esta chave é divulgada anualmente no relatório das contas reguladas reais preparado pela EDP Distribuição para a ERSE, está suportada nos parâmetros definidos de acordo com a repartição das atividades dos recursos humanos por cada um dos níveis de tensão (AT – 14,851%, MT – 35,942% e BT – 49,207%).

desafios que se colocam ao sector energético, nomeadamente a liberalização do mercado e a introdução progressiva de smart grids/meters.

Apenas no programa de SI é que existem subprogramas e projetos com valores  $\geq 500$  k€ e que vão descritos nos anexos 9 e 13.

Foi feita uma alteração aos subprogramas descritos no PDIRD-E 2016, e para esse efeito apresenta-se de seguida uma tabela de correspondência desses subprogramas para os novos agora descritos no PDIRD-E 2018:

Tabela 7.6: Correspondência subprogramas PDIRD-E 2016 vs. PDIRD-E 2018

Subprograma PDIRD-E 2016	Subprograma PDIRD-E 2018
Gestão de Ativos	Gestão de Ativos
Gestão da Rede	Gestão da Rede
Gestão de Energia	Gestão de Energia
Cadastro e Transversais	Gestão de Ativos
	Gestão da Rede
	Corporativos & Transversais
Transversais	Segurança e Risco
	Aquisições Diretas
Canais Digitais	Iniciativas Digitais
Cliente EDP Digital	
Ciclo Comercial	Gestão Comercial
Cobranças	
Mobilidade e <i>Analytics</i>	Gestão de Mobilidade
	<i>Big Data &amp; Analytics</i>
Regulação e Auditorias	Regulatórios
JUMP – Modernização de Processos e Sistemas do ORD	JUMP – Modernização de Processos e Sistemas do ORD

O investimento médio considerado no período anterior (2014-2016) foi de 13,3M€/ano, estimando-se para o período do PDIRD uma redução significativa, para um valor médio anual de 7,6M€.

### Edifícios e Outras Construções

Relativamente aos edifícios e outras construções, o investimento a realizar decorre de programas de eficiência e otimização na utilização de espaços detidos pela empresa. Com efeito, ao longo dos vários anos, tem sido feito um esforço de reorganização dos espaços ocupados resultando na libertação de edifícios.

Os investimentos a realizar ao nível de edifícios decorrem de três propósitos: i) necessidade de manutenção dos mesmos; ii) reformulação de espaços que melhor se adequem às necessidades dos trabalhadores e iii) eficiência energética.

O investimento médio considerado no período anterior (2016-2018) foi de 1,6M€/ano, estimando-se para o período 2019-2023, um valor médio anual de 0,6M€ correspondendo a uma redução significativa, face ao período anterior.

### Equipamentos de Transporte

Relativamente a equipamentos de transporte, a decisão de renovação da frota é tomada com base em princípios de eficiência, em função do tipo de viatura, número de anos, km percorridos/acumulados e estado geral de cada viatura. De forma a conseguir economias de escala, esta renovação é feita de modo integral e global, seguindo critérios perfeitamente definidos e objetivos.

Verifica-se que o investimento médio, considerado no período anterior (2016-2018), foi de 2,5M€/ano, estimando-se para o período 2019-2023 uma ligeira redução, para um valor médio anual de 2,3M€.

### Outros

Na rubrica Outros estão considerados Investimentos muito diversos, mas que genericamente podemos enquadrar e classificar como o Equipamento Administrativo, Social, Ferramentas e Mobiliário e Outras Imobilizações Corpóreas.

O investimento médio considerado no período anterior (2016-2018) foi de 0,7M€/ano, estimando-se para o período 2019-2023 um valor médio de 0,7M€/ano.

### Síntese de valores para o período 2019-2023

Resulta do conjunto de intervenções consideradas no investimento não específico, para a rede de AT e MT no período 2019-2023, um investimento global de 55,6€, distribuído da seguinte forma:

Tabela 7.7: Investimento não específico AT/MT por rubricas (M€)

Rúbricas Valores nominais (M€)	Média Anual 2016-2018	PDIRD 2019-23					Total 2019-2023
		2019	2020	2021	2022	2023	
<b>Investimento Não Específico</b>	18,1	15,0	10,4	10,5	10,4	9,3	55,6
Edifícios e Outras Construções	1,6	2,2	0,4	0,2	0,2	0,2	3,1
Equipamento de Transporte	2,5	2,2	2,3	2,4	2,3	2,1	11,3
Sistemas Informáticos	13,3	9,9	7,1	7,3	7,1	6,4	37,8
Outros	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	3,5

Os valores médios anuais considerados no triénio anterior (2016-2018) correspondem a 18,1M€, estimando-se uma redução de valores médios anuais, para cerca de 11,1M€, no presente Plano 2019-2023.

Os valores elevados nos SI deve-se fundamentalmente ao maior esforço de investimento em sistemas informáticos. Decorre da dinâmica do setor elétrico, em toda a Europa, a necessidade dos ORD se adaptarem à nova realidade, fazendo uma transição gradual para as redes inteligentes o que implica um forte investimento em sistemas. Após esse período com a

implementação de projetos, como os suprarreferidos no ponto de sistemas informáticos, prevê-se o regresso a um nível de investimento inferior.

## **7.6 LISTA ORDENADA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E PROGRAMAÇÃO ANUAL**

A seleção dos investimentos (projetos ou conjuntos de projetos) a incluir nesta proposta de PDIRD-E 2018 teve em consideração os objetivos definidos para os 5 vetores estratégicos de investimento: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços.

Cada projeto ou conjunto de projetos, em geral, contribui para mais do que um objetivo, enquadrando-se assim em mais de um vetor de investimento.

A seleção de investimentos a incluir em Plano implica uma análise multiobjetivo, tendo em conta o contributo para cada vetor e os critérios de priorização referidos no capítulo 2.2.

Tendo em consideração estas condições de análise e decisão multicritério, e a necessidade de minimizar o risco associado ao atingimento dos objetivos do Plano nos diferentes vetores, cada um dos projetos ou conjunto de projetos tem de ser considerado no seu contributo para cada um desses vetores de investimento, não podendo por isso ser dissociado dos objetivos globais definidos para o Plano.

Desta forma, os projetos foram agrupados e ordenados em cada um dos vetores, tendo em conta a ordem de prioridade face às necessidades de investimento na RND, definida de acordo com os critérios de priorização acima referidos.

No anexo 11 apresenta-se, para cada um dos cenários de investimento, a ordenação assim resultante dos investimentos incluídos nesta proposta de PDIRD-E 2018 com impacto em cada vetor, bem como o impacto total no vetor e a programação anual respetiva.

Adicionalmente, e para o cenário 2 proposto, foi efetuada a categorização dos investimentos em 2 lotes:

- Lote 1 – projetos ou conjunto de projetos também incluídos no cenário 1, considerados como base. Estes investimentos permitem atingir os objetivos base definidos para o cenário 1 (de menor investimento), nomeadamente no vetor Qualidade de Serviço Técnica, cujo valor de SAIDI MT previsto em 2024 é de 83,8 min (NC=50%).
- Lote 2 – projetos ou conjunto de projetos adicionais, incluídos no cenário 2 mas não incluídos no cenário 1. Estes investimentos adicionais permitem atingir os objetivos mais exigentes definidos para o cenário 2, nomeadamente no vetor Qualidade de Serviço Técnica, com um valor mais baixo de SAIDI MT previsto em 2024 de 81,1 min (NC=50%).

Para o cenário 2 proposto é identificado, no anexo 11, o lote a que pertence cada um dos investimentos previstos. Refira-se que todos os investimentos incluídos no cenário 1 estão também incluídos no cenário 2.

## **7.7 TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018**

No anexo 12.A são apresentados todos os investimentos incluídos nesta proposta de PDIRD-E 2018, com indicação do valor total e do montante anual previsto para cada um dos cenários de investimento, listados por ordem alfabética.

São, ainda, assinalados os investimentos previstos no PDIRD-E 2016 e que obtiveram, no período entre a entrega da versão final do PDIRD-E 2016 e a versão inicial do PDIRD-E 2018, aprovação autónoma emitida pelo Sr. Secretário de Estado da Energia.

Para o cenário 2 proposto os investimentos encontram-se categorizados por lotes, conforme definição apresentada no ponto 7.6, sendo listados por ordem alfabética em cada lote.

## **7.8 TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD E-2018 E PREVISTOS NO PDIRD-E 2016**

No anexo 12.B são apresentados os investimentos incluídos nesta proposta de PDIRD-E 2018 e que haviam sido previstos no anterior PDIRD-E 2016.

São, ainda, assinalados os investimentos previstos no PDIRD-E 2016 e que obtiveram, no período entre a entrega da versão final do PDIRD-E 2016 e a versão inicial do PDIRD-E 2018, aprovação autónoma emitida pelo Sr. Secretário de Estado da Energia.

Estes investimentos estão listados por ordem alfabética e para cada um dos cenários de investimento.

## **7.9 TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018 E NÃO PREVISTOS NO PDIRD-E 2016**

No anexo 12.C são apresentados os investimentos incluídos nesta proposta de PDIRD-E 2018 que não foram previstos no anterior PDIRD-E 2016.

Estes investimentos são listados por ordem alfabética e para cada um dos cenários de investimento, evidenciando-se o valor a aprovar em cada um destes cenários.



## **7.10 TABELA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2016 E NÃO INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2018**

No anexo 13 são apresentados os investimentos previstos no PDIRD-E 2016 que não foram incluídos nesta proposta de PDIRD-E 2018. No anexo 13.A é apresentada uma tabela resumo com estes investimentos e, para cada projeto e de forma sintética, a justificação para não ter sido incluído no PDIRD-E 2018. No anexo 13.B encontram-se as fichas destes projetos, nas quais se inclui uma justificação mais detalhada.

## **7.11 TABELA DOS INVESTIMENTOS NÃO ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2018**

No anexo 14 são apresentados os investimentos não específicos incluídos nesta proposta de PDIRD-E 2018.

Página em branco

## 8. CARACTERIZAÇÃO DA REDE PREVISTA EM 2018 E APÓS A CONCLUSÃO DO PLANO

No presente capítulo caracteriza-se a previsão da Rede Nacional de Distribuição com os seus elementos mais significativos, considerando a realização dos investimentos propostos nesta proposta do PDIRD-E 2018, referente ao período 2019-2023, e o seu funcionamento na situação de rede futura para os anos de 2020 (período intermédio) e 2023 (período final).

Adicionalmente evidencia-se a satisfação dos padrões de segurança e eventuais situações de constrangimentos na rede.

### 8.1 SITUAÇÃO PREVISTA DA RND EM 31.12.2020 E 31.12.2023

Apresenta-se, na tabela 8.1., a caracterização geral das redes AT e MT para a situação prevista em 31.12.2020 e 31.12.2023, bem como a sua variação relativamente a 2018.

Tabela 8.1: Situação Prevista da RND em 31.12.2020 e 31.12.2023

Caraterização da Rede		2018	2020	2023	Variação 2018-2023	
<b>Subestações AT/MT:</b>	Nº Subestações	392	396	402	10	2,6%
	Nº TP AT/MT	670	670	676	6	0,9%
	Potência Instalada [MVA]	17.083	17.184	17.356	273	1,6%
<b>Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)</b>	Nº Subestações	28	28	27	-1	-3,6%
	Nº TP MT/MT	53	51	50	-3	-5,7%
	Potência Instalada [MVA]	405	400	398	-7	-1,7%
<b>Rede AT:</b>	Aérea [km]	8.785	8.829	8.933	148	1,7%
	Subterrânea [km]	498	530	543	45	9,1%
<b>Rede MT:</b>	Aérea [km]	58.028	n.d	n.d	n.d	n.d
	Subterrânea [km]	14.317	n.d	n.d	n.d	n.d

Nota: o número de instalações mantém para os três cenários de evolução de consumos.

Da análise da tabela, verifica-se que o crescimento do número de subestações AT/MT para o quinquénio 2019-2023 se situará nos 2,6%, com um aumento da potência instalada de 1,6%.

Este crescimento, para além da satisfação dos consumos previstos em condições técnicas e regulamentares e do cumprimento dos padrões de segurança de planeamento, prende-se também especificamente com a melhoria da qualidade de serviço técnica no que diz respeito à garantia de alimentação às cargas localizadas nas capitais de distrito (zona A), sedes de concelho, e pontos de entrega com pior qualidade de serviço, o que motivou o aparecimento de novas subestações no período do Plano.

Sublinha-se a tendência para a desativação das subestações MT/MT, nomeadamente por razões de melhoria da qualidade de serviço técnica e da eficiência da rede. Para algumas destas subestações está prevista a passagem a subestação AT/MT, à medida que se vão

convertendo as redes que são alimentadas por essas subestações para o nível de tensão MT predominante.

Relativamente à rede AT, o crescimento previsto no quinquénio 2019-2023 situa-se em 2,1% (o saldo indicado na tabela 8.1 não contempla as situações de substituição de condutores).

Relativamente à rede MT, não foram projetados valores para 2020 e 2023 dado que as alterações da rede MT são principalmente devidas a pequenos projetos e a iniciativas de terceiros, e como tal ainda não totalmente definidas para estes anos, o que não permite projetar a rede com rigor.

Apresenta-se na figura 8.1. um mapa com a localização das subestações AT/MT por concelho que, previsivelmente, surgirão durante este Plano, num total de 11 novas subestações a construir. Em 2019, está prevista a desativação da subestação 60/6 kV Castelo Branco (conforme referido no capítulo 4.1.2). Assim, o saldo final do número de subestações AT/MT referido na tabela 8.1 é de 10 subestações.

Das 11 novas subestações previstas para o período 2019-2023, duas prendem-se especificamente com a melhoria da qualidade de serviço técnica. A subestação AT/MT Poldra surge no âmbito do subprograma Garantia de Reserva N-1 às Sedes de Concelho, e a subestação AT/MT Grândola, no âmbito do subprograma de melhoria de QST aos piores pontos de entrega. A nova subestação AT/MT a estabelecer no parque industrial de Beja insere-se na estratégia que tem vindo a ser seguida, de existência de pelo menos duas subestações AT/MT para apoio na alimentação das cargas localizadas nas capitais de distrito (zonas A), no caso de falha total de uma subestação.



Figura 8.1: Distribuição de subestações AT/MT por concelho, 2019-2023

Complementarmente, no anexo 1 incluem-se os mapas nacionais com a distribuição geográfica prevista dos principais elementos constituintes da RND em 31.12.2020 e 31.12.2023.

No anexo 2 representa-se os graus de utilização da rede de distribuição AT.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

No anexo 4 é apresentada a caracterização individual da rede AT, mais pormenorizada, enquanto que a caracterização da rede MT se encontra no anexo 5.

Nos capítulos 8.2. e 8.3 apresenta-se as condições de funcionamento da rede para os três cenários de consumo considerados no Plano.

Conforme já referido no capítulo 3.2, uma vez que as condições de funcionamento da rede para diferenças entre os três cenários de consumo considerados são desprezáveis, nos anexos a esta proposta de PDIRD-E 2018 apenas são apresentadas as condições de funcionamento da rede AT e MT para o cenário central de consumos (tomado como referência para o vetor segurança de abastecimento, conforme descrito no capítulo 4.1.2).

### 8.1.1 UTILIZAÇÃO DA REDE AT

O cálculo da utilização da capacidade de linhas ou cabos AT da RND foi efetuado conforme já descrito no capítulo 3.2.1.

Nas tabelas 8.2 e 8.3 indica-se, para os três cenários de evolução de consumos considerados, a percentagem de linhas e cabos AT em função da utilização da potência instalada, bem como os respetivos comprimentos totais associados.

Tabela 8.2: Utilização da Rede AT prevista em 31.12.2020

Utilização [%]	[km]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤ 70	9.005	9.027	9.000	96,2	96,5	96,2
Ut > 70	353	332	358	3,8	3,5	3,8

Tabela 8.3: Utilização da Rede AT prevista em 31.12.2023

Utilização [%]	[km]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤ 70	9.170	9.168	9.143	96,8	96,8	96,5
Ut > 70	305	308	332	3,2	3,2	3,5

No final do Plano, e para os cenários de consumo considerados, verifica-se um ligeiro desagramento da utilização da capacidade da rede AT (inferior a 0,5%), diminuindo a percentagem de linhas com utilização superior a 70% relativamente a 2018.

No anexo 4 é apresentada a caracterização individual da rede AT mais pormenorizada.

Verifica-se que, em todos os cenários de consumo, existem seis linhas de AT com utilização da sua capacidade superior a 90%, o que se deve à forte componente de geração e à reduzida intensidade admissível no verão das linhas projetadas antes do Decreto Regulamentar 1/92, de 18 de fevereiro. Uma vez que se trata de regimes de produção renovável com reduzida probabilidade e limitados na potência a injetar, não se justifica a necessidade de prever investimento para redução do nível de utilização das mesmas.

Para os cenários central e superior, para além das 6 linhas, prevê-se que mais uma linha de AT possua utilização superior a 90%. Também não se previu investimento nesta linha uma vez que a probabilidade de sobrecarga é muito baixa porque os consumos fazem-se normalmente acompanhar de produção de energia (cogeração) e, por consequência, o fluxo real de potência é mais reduzido.

### 8.1.2 UTILIZAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES AT/MT

O cálculo da utilização da capacidade das subestações AT/MT da RND foi efetuado conforme já descrito no capítulo 3.2.2.

Nas tabelas 8.4 e 8.5 indica-se a utilização das subestações AT/MT em função da utilização da potência instalada<sup>25</sup>, para os três cenários de evolução de consumos.

Tabela 8.4: Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT prevista em 31.12.2020

Utilização [%]	Subestações AT/MT [nº]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤70	370	369	366	93,4	94,1	93,4
70<Ut ≤90	25	26	29	6,3	6,6	7,4
Ut > 90	1	1	1	0,25	0,3	0,3

Tabela 8.5: Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT prevista em 31.12.2023

Utilização [%]	Subestações AT/MT [nº]			Percentagem [%]		
	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior	Cenário Inferior	Cenário Central	Cenário Superior
Ut ≤70	378	375	369	94,0	93,3	91,8
70<Ut ≤90	23	26	32	5,7	6,5	8,0
Ut > 90	1	1	1	0,25	0,2	0,2

No final deste Plano, para qualquer cenário de consumos, prevê-se que apenas uma subestação AT/MT tenha uma utilização superior a 90%. Uma vez que a utilização nessa subestação será de cerca de 92 % no cenário central e de cerca de 94 % no cenário superior, e dado que os consumos associados a esta subestação se fazem, normalmente acompanhar de produção de energia (cogeração), a probabilidade de sobrecarga nesta subestação é muito

<sup>25</sup> calculada com base na carga natural

baixa. Assim, não se previu a realização de investimento específico neste Plano para redução da utilização respetiva, prevendo-se a monitorização da evolução da sua ponta.

Verifica-se que apenas para o cenário superior de consumos, existe agravamento de cerca de 1,1 p.p. na quantidade de subestações com uma utilização superior a 70% relativamente ao início do Plano, nos restantes cenários não existe agravamento.

Na tabela 8.6. apresenta-se a utilização de potência instalada nas subestações AT/MT, por área geográfica da EDP Distribuição, para os anos de 2018, 2020 e 2023 e respetiva variação.

Tabela 8.6: Potência instalada e utilização nas subestações AT/MT por área geográfica

DRC	2018			2020			2023			Δ Pot.Inst. 2018-2023 [%]			
	Pot.Inst. (MVA)	U [%]			Pot.Inst. (MVA)	U [%]			Pot.Inst. (MVA)		U [%]		
		Cen. Inferior	Cen. Central	Cen. Superior		Cen. Inferior	Cen. Central	Cen. Superior		Cen. Inferior	Cen. Central	Cen. Superior	
<b>Norte</b>	2.630	54,0	54,2	54,4	2.666	53,6	54,1	54,5	2.686	53,4	54,4	55,2	2,1%
<b>Porto</b>	3.479	53,3	53,6	53,7	3.469	53,7	54,2	54,6	3.469	53,5	54,5	55,2	-0,3%
<b>Mondego</b>	1.977	44,0	44,2	44,3	1.962	44,6	45,1	45,4	1.982	44,3	45,1	45,8	0,3%
<b>Tejo</b>	2.441	46,6	46,8	46,9	2.461	46,7	47,2	47,5	2.481	46,5	47,4	48,0	1,6%
<b>Lisboa</b>	4.634	48,0	48,2	48,3	4.674	47,7	48,2	48,5	4.734	47,0	47,9	48,6	2,1%
<b>Sul</b>	1.924	48,3	48,5	48,6	1.954	48,4	49,0	49,3	2.005	48,9	49,8	49,6	4,1%
<b>Total</b>	<b>17.083</b>	<b>49,4</b>	<b>49,6</b>	<b>49,7</b>	<b>17.184</b>	<b>49,4</b>	<b>49,9</b>	<b>50,2</b>	<b>17.356</b>	<b>49,1</b>	<b>50,0</b>	<b>50,6</b>	<b>1,6%</b>

Nota: admitiu-se um fator de simultaneidade de 0,98.

Para os cenários inferior e central de consumos a utilização da potência instalada do conjunto das subestações AT/MT da RND no final do período é de 49% e 50%, respetivamente, não se verificando variação significativa face ao previsto no início do Plano. No cenário superior, a utilização global da potência instalada é de cerca de 51%, aumentando 1 p.p. relativamente ao previsto no início do Plano.

Por área geográfica verifica-se, genericamente, um aumento dos níveis de utilização do conjunto das subestações, sem comprometer o cumprimento dos padrões de segurança de planeamento.

Relativamente à variação da potência instalada, por área geográfica, refere-se que os valores de Norte, Lisboa e Sul são superiores à média nacional, o que se deve ao aparecimento de novas subestações para satisfação dos consumos em condições técnicas adequadas e cumprimento da estratégia definida no âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica.

No anexo 3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

### 8.1.3 CARACTERIZAÇÃO DA REDE MT

Com este Plano não haverá alterações significativas nas características da rede de MT afeta às subestações.

No entanto, existiu a preocupação de reduzir as saídas de maior comprimento, bem como as de maior carga, o que significará uma melhoria no desempenho da rede MT.

No anexo 5 é apresentada a caracterização da rede MT a 31.12.2018, não estando caracterizada para 2020 e 2023 pelos motivos referidos no capítulo 8.1.

Neste Plano, atende-se aos critérios para instalação de pontos telecomandados nas redes MT descritos no capítulo 4.1.3.2 e será dada continuidade ao esforço de telecomando em mais pontos da rede MT, através da instalação de equipamentos do tipo OCR3 nas redes aéreas e DTC Cell em postos de transformação nas redes subterrâneas.

#### **8.1.4 POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO**

Na elaboração deste Plano houve a preocupação de garantir que os valores das potências de curto-circuito previsíveis nos barramentos de AT/MT não ultrapassem os valores referidos no capítulo 3 para efeitos de dimensionamento.

## **8.2 VERIFICAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO**

Neste capítulo é avaliada a satisfação dos padrões de segurança para planeamento, definidos anteriormente no capítulo 2, na situação da rede prevista em 31.12.2020 e 31.12.2023, considerando o cenário central de consumos.

O objetivo é aferir da segurança de exploração da rede, nomeadamente nas situações de ligação de clientes, reserva n-1 e variações de tensão nos barramentos de clientes.

#### **8.2.1 LIGAÇÃO DE CLIENTES**

No anexo 3 indica-se a potência de ligação disponível em cada subestação AT/MT da RND, tendo em consideração as cargas naturais previstas.

Verifica-se que na generalidade das subestações, depois de considerados os aumentos previstos para as cargas, estas continuam a possuir potência de ligação disponível de modo a permitir a ligação de novos clientes ou o aumento de potência de clientes existentes.

Estima-se que, em 2023, cerca de 86% do universo de subestações AT/MT da RND possuam potência de ligação disponível superior a 2MW.

#### **8.2.2 RESERVA N-1**

O PDIRD-E 2018 inclui 1 subestação AT/MT no âmbito da garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A), a SE Parque Industrial de Beja. Neste âmbito ficam a restar 2 subestações (Bragança e Portalegre) que, tendo em conta a sua baixa racionalidade económica, não foram contempladas no horizonte deste Plano.

Está ainda prevista uma subestação AT/MT que surge no âmbito do subprograma Garantia de Reserva N-1 às Sedes de Concelho (englobado no programa Melhoria da Qualidade de Serviço



Técnica), para garantia de reserva N-1 às sedes dos concelhos de Aljezur e Vila do Bispo (SE Poldra), dando continuidade à estratégia descrita no capítulo 4.1.3.2 para este subprograma.

A conversão de redes com diferentes níveis de tensão MT para o nível de tensão predominante visa, também, a garantia de reserva na alimentação das cargas respetivas.

### **8.2.3 VARIAÇÕES DE TENSÃO**

Como as situações não regulamentares detetadas são objeto de análise caso a caso, sendo resolvidas por ações de configuração da rede ou conduzindo à identificação de eventuais necessidades de investimentos a realizar, não são de esperar no final do período situações em que se verifiquem variações de tensão acima dos valores regulamentares.

Considerando a realização dos investimentos que se prevê concluir neste plano referentes a novas subestações AT/MT, remodelações de andares MT em subestações existentes, bem como na substituição e renovação de SPCC, está assegurado o cumprimento do disposto no RQS relativamente à monitorização da QEE no final de 2023.

Página em branco

## 9. QUESTÕES SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA ATIVIDADE

---

### 9.1 INTRODUÇÃO

Na decorrência dos pareceres da Consulta Pública efetuada ao PDIRD-E 2016 versão de junho, e da Agência Portuguesa do Ambiente (APA) em particular, surgiu a dúvida sobre a necessidade de desenvolver uma avaliação ambiental nos termos da legislação em vigor para cada ciclo de planeamento. Com efeito, o PDIRD-E destina-se a reanalisar prioridades de investimento na rede de distribuição elétrica em função de alterações de contexto. Entende-se que estas prioridades podem ser estratégicas (com alteração de objetivos e opções estratégicas) ou operacionais (ajustamento no portfólio de projetos a investir, mantendo-se inalterada a estratégia de investimento). Acresce que alguns dos projetos previstos no âmbito do PDIRD-E poderão estar sujeitos ao regime de Avaliação do Impacte Ambiental, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro, com a redação atual, ou, quando localizados em Rede Natura 2000, à Avaliação de Incidências Ambientais, prevista no artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, com a redação atual.

Desta forma, a metodologia desenvolvida para a avaliação ambiental estratégica (AAE) do PDIRD-E tem duas componentes:

- uma componente estratégica, correspondente à AAE, que procede à avaliação das oportunidades e dos riscos de opções estratégicas de desenvolvimento, no âmbito de rede de distribuição de eletricidade, em virtude de potenciais sinergias ou conflitos intersectoriais, e entre estes e os recursos ambientais;
- uma componente operacional, assente num mecanismo de avaliação ambiental prévia dos projetos de investimento.

A rotina procedimental de avaliação operacional do PDIRD-E justifica-se em qualquer caso, com ou sem alteração da estratégia do PDIRD-E em cada ciclo de planeamento. No entanto, a aplicação da componente estratégica de avaliação apenas fará sentido quando haja alterações significativas às opções estratégicas do plano ou às suas variáveis de contexto.

Esta prática é, aliás, coerente com o previsto nos termos do n.º 2, art.º 6º da legislação em vigor, em que a AAE deve ser complementada, sempre que relevante, por outros instrumentos mais adequados para avaliar consequências ambientais de projetos e assim evitar a duplicação da avaliação.

Como resultado da AAE, e nos termos dos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011 de 4 de maio, foram produzidos os seguintes documentos:

- Relatório de FCD – nos termos da legislação em vigor, este documento foi objeto de consulta de entidades com responsabilidades ambientais específicas entre dezembro de 2017 e janeiro de 2018, tendo os resultados desta consulta sido integrados no processo de avaliação;

- Relatório Ambiental (RA) –incluindo o respetivo Resumo Não Técnico, acompanha a apresentação da proposta formal de PDIRD-E sendo sujeito a consulta pública;
- Declaração Ambiental (DA) – documento final para efeito de encerramento do processo, após a aprovação do PDIRD-E, a ser entregue à APA, nos termos do nº 1 do art.º 10.º, do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011 de 4 de maio.

## 9.2 COMPONENTE ESTRATÉGICA - AVALIAÇÃO DE OPÇÕES ESTRATÉGICAS

Como referido, a componente estratégica da AAE tem como objeto de avaliação as opções estratégicas do PDIRD-E. Uma análise preliminar concluiu não haver alterações à componente estratégica entre o PDIRD-E 2016 e o PDIRD-E 2018, objeto desta AAE, revelando-se assim uma continuidade de estratégia entre ciclos de planeamento. A avaliação conclui também ser a dimensão estratégica do PDIRD-E 2018 muito limitada pelo caráter operacional do plano e pelas fortes restrições legais e regulamentares que condicionam as escolhas da EDP Distribuição. No entanto, procurou-se explicitar as principais escolhas de caráter estratégico que estruturam este ciclo do PDIRD-E e avaliar os seus riscos e oportunidades. Desta forma, foram avaliadas seis opções estratégicas:

Tabela 9.1: Opções estratégicas – Descrição

Opção Estratégica	Descrição
OE 1	Melhorar a QST nas zonas pior servidas e mais expostas a eventos meteorológicos extremos, admitindo uma ligeira degradação da QST nas zonas melhor servidas
OE 2	Aumentar a resiliência às alterações climáticas das linhas aéreas existentes e novas através de: <ol style="list-style-type: none"> <li>Substituição das linhas aéreas existentes em fim de vida útil por cabos subterrâneos em espaço público, nas zonas onde a QST deva ser melhorada, onde haja condições para tal, dando prioridade às zonas urbanas e ao número de utilizadores;</li> <li>Intervir em zonas de risco para a infraestrutura fora das faixas de proteção da infraestrutura em áreas com ocupação florestal através do corte, abate e/ou reflorestação com espécies autorizadas;</li> <li>Atender, na fase da conceção e projeto das novas linhas aéreas aos planos de ordenamento florestal e do território, adequando as características técnicas da linha à ocupação do solo.</li> </ol>
OE 3	Reforçar a automação da gestão e controle operacional da rede e criar condições infraestruturais de suporte a redes inteligentes em todo o território (instalação de DTC, automação de Subestações, modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, criação de alimentação alternativa e aposta em Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação)
OE 4	Renovar, substituir ou reabilitar ativos AT/MT, em fim de vida útil, com base na criticidade do ativo (desempenho, estado de conservação do ativo, utilizadores afetados, existência de clientes

Opção Estratégica	Descrição
	prioritários <sup>26</sup> , segurança de pessoas e bens e impacte ambiental) suportada numa análise de risco
OE 5	Adequar o desenvolvimento da infraestrutura garantindo a segurança de abastecimento, atendendo à evolução da procura, dos padrões de consumo, dos principais pólos de consumo e da sua distribuição territorial.
OE 6	Realizar projetos de investimentos orientados para a redução de perdas técnicas

A rotina procedimental de avaliação estratégica é estruturada segundo Fatores Críticos de Decisão (FCD) que, em conjunto com critérios de avaliação e indicadores, consubstanciam o quadro de avaliação das opções estratégicas de investimento o qual se manterá inalterado a menos que ocorram mudanças significativas na dimensão estratégica do PDIRD-E:

Tabela 9.2: Fatores Críticos de Decisão (FCD)

FCD	Objetivo / Descrição de âmbito
Assimetrias socio-territoriais	Criação de condições para uma melhoria da competitividade territorial em termos de qualidade de serviço, ligação da produção distribuída e redução de vulnerabilidade da rede a condições climáticas extremas.
Desempenho ambiental	Criação de condições que melhorem o desempenho ambiental da rede de distribuição em relação aos recursos ambientais, designadamente biodiversidade, paisagem, património cultural e outros riscos para o ambiente.
Eficiência energética	Criação de condições que permitam uma maior eficiência energética da rede de distribuição, em particular no que respeita à redução de perdas, à adoção de soluções tecnológicas energeticamente eficientes, incluindo redes inteligentes.

Da avaliação estratégica resultou a identificação de riscos e oportunidades relevantes em virtude de potenciais sinergias ou conflitos intersectoriais, e entre o plano e os recursos ambientais.

Foi também produzido um conjunto de recomendações, diretrizes e medidas de controlo que permitem assegurar o seguimento do PDIRD-E durante o seu período de vigência e que devem ser reavaliadas no próximo ciclo de planeamento.

### 9.3 COMPONENTE OPERACIONAL - AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

A avaliação Ambiental prévia dos projetos de investimento estrutura-se em três fases:

- Fase A: Verificação dos Critérios A;

<sup>26</sup> Regulamento de Qualidade de Serviço (Regulamento nº 3/2017 da ERSE)

- Fase B: Verificação dos Critérios B;
- Fase C: Consulta às entidades competentes.

A verificação dos Critérios A isenta o projeto de qualquer outro tipo de avaliação. Pelo contrário, a sua não verificação obriga a passar à Fase B. Os Critérios A são os indicados na tabela seguinte.

Tabela 9.3: Critérios A

<b>A1</b>	O projeto consiste em alterações ou modificações de <b>linhas aéreas existentes</b> , sem alterações no corredor de implantação das mesmas.
<b>A2</b>	O projeto consiste em alterações ou modificações de <b>linhas subterrâneas existentes</b> , sem alterações no corredor de implantação das mesmas.
<b>A3</b>	O projeto consiste em alterações ou modificações numa <b>subestação existente</b> , sem alterações no perímetro e nível de tensão da mesma.

Os Critérios B são distintos para linhas aéreas (critérios BA), para linhas subterrâneas (critérios BS) e para subestações (critérios BSE). No quadro seguinte apresentam-se os aspetos cobertos pelos Critérios B.

A avaliação ambiental prévia considera que os critérios A devem constituir a primeira fase de triagem.

Relativamente aos critérios B, propõe-se que sejam constituídos apenas pelos critérios indicados no quadro seguinte.

Tabela 9.4: Critérios B

Aspetos	Critérios		
	Linhas aéreas	Linhas subterrâneas	Subestações
Localização em áreas protegidas	BA.1	BS.1	BSE.1
Localização em Rede Natura 2000	BA.2	BS.2	BSE.2
Localização em parques arqueológicos ou em bens culturais imóveis, classificados ou em vias de classificação, e respetivas zonas de proteção	BA.3	BS.3	BSE.3
Localização em área de elevado potencial arqueológico	BA.4	BS.4	BSE.4
Localização em geo monumentos	BA.5	BS.5	BSE.5
REN	BA.6	BS.6	BSE.6
RAN			BSE.7

Sempre que um dos critérios B seja verificado, deve ser solicitado um parecer à autoridade competente (ICNF, Direção Regional de Cultura, Câmara Municipal) sobre a necessidade de uma avaliação ambiental do projeto.

Os resultados da Avaliação Ambiental Prévia para o ciclo de planeamento de 2019-2023 dos 85 projetos de Investimento encontra-se resumida na Tabela 9.5.

Tabela 9.5: Resultados da Avaliação Ambiental Prévia dos Projetos de Investimento do PDIRD E-2018

<b>Critérios</b>	<b>Nº Projetos</b>
<b>(Com Alteração Traçado)</b>	<b>28</b>
Sem condicionantes	11
Condicionante REN	15
Condicionante REN+SIC	1
3 condicionantes	1
<b>(Sem Alteração Traçado)</b>	<b>57</b>
NA	57
<b>Total</b>	<b>85</b>

Para os 85 projetos de investimentos inseridos no PDIRD-E 2018, 60 projetos não têm alteração de traçado, e dos restantes 11 não têm qualquer condicionante, 15 passam por Rede Ecológica Nacional, 1 projeto passa por REN e SIC (mas em cabo subterrâneo) e 1 dos projetos de investimento tem 4 condicionantes: novo cabo subterrâneo previsto numa área classificada como Rede Natura 2000: SIC e ZPE, Rede Nacional de Áreas Protegidas e Rede Ecológica Nacional.

Este projeto trata-se da Nova linha de 15kV nas Ilhas Armona e Culatra, prevista a ser estabelecida em cabo subterrâneo, e situa-se no parque Natural da Ria Formosa, classificada como Rede Natura (SIC e ZPE), RNAP e REN. Não existindo alternativas para a nova ligação, que tem como objetivo a existência de recurso às ilhas Armona, Culatra e Farol. Os percursos dos cabos subterrâneos que garantem a bi - alimentação à rede das ilhas de Armona, Culatra e Farol encontra-se na zona da Ria Formosa. Foram estudadas várias alternativas, concluindo-se que o traçado mais viável consiste em estabelecer 2.2 km em infraestrutura subaquática pertencente à Empresa Águas do Algarve e 8.5 km a ser estabelecidos num percurso atualmente existente. O traçado proposto parece em nosso entender ser o mais viável por ser o menos impactante e respeitar as orientações e recomendações das entidades com responsabilidades nesta área, nomeadamente o ICNF e a CCDR.

Tendo em conta as conclusões da Avaliação Ambiental Prévia efetuada considera-se que nenhum dos 85 projetos é suscetível de provocar impacte significativo no ambiente em função da sua localização, dimensão ou natureza.

Também se considera que nenhum dos dois projetos localizados em Rede Natura 2000, pelas suas características, seja suscetível de afetar os objetivos de conservação dos respetivos sítios. Neste caso, o parecer prévio vinculativo do ICNF parece ser o mecanismo adequado para impor as medidas de mitigação consideradas necessárias.

Página em branco



## 10. ANÁLISE DE RISCO AO PDIRD-E 2018

---

A análise de risco à proposta do PDIRD-E 2018, agora apresentada, compreende cinco níveis distintos de avaliação, cada um respondendo a dimensões distintas do risco presente na definição de planos de investimento:

- i. Risco do Plano – risco de não se cumprirem os objetivos definidos pela estratégia de investimento, conforme enunciados para cada um dos vetores de investimento;
- ii. Risco de portfólio – risco económico associado a um portfólio de projetos de investimento em redes de distribuição, atendendo à incerteza quanto à previsão de evolução da procura;
- iii. Risco económico – risco de não cumprimento dos objetivos económicos associados a cada projeto de investimento;
- iv. Risco de projeto – risco de não cumprimento dos critérios de planeamento de abastecimento das cargas (descrito no capítulo 2.3.);
- v. Risco de falha de elementos da rede – risco associado às soluções de configuração das redes AT e subestações AT/MT. Esta análise suportou a definição dos Princípios e Critérios de Planeamento, permitindo avaliar as configurações de rede AT mais adequadas à garantia das exigências de fiabilidade definidas no Regulamento de Qualidade de Serviço (descrito no capítulo 2.3).

Seguidamente, descreve-se a análise de risco relativa às três primeiras dimensões.

### 10.1 ANÁLISE DE RISCO DE NÃO CUMPRIR OS OBJECTIVOS DO PDIRD

A análise de risco a esta proposta avalia o risco da estratégia de investimento na RND não garantir a satisfação dos objetivos enunciados para os diferentes vetores de investimento.

A análise de risco foi realizada tendo em conta a norma ISO 31000, a qual apresenta os princípios a ter em conta na gestão de risco.

Os investimentos previstos no PDIRD-E 2018 respondem às necessidades dos vetores de investimento:

- Segurança de Abastecimento – visa garantir o abastecimento de todos os clientes, de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.
- Qualidade de Serviço Técnica – visa garantir o cumprimento dos objetivos para a QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço. Este vetor dá resposta à estratégia de evolução da QST considerada nesta proposta do Plano.
- Eficiência da Rede – visa garantir a manutenção de um nível adequado de perdas técnicas na RND.
- Eficiência Operacional – visa garantir a redução de custos operacionais.
- Acesso a Novos Serviços – visa facilitar o acesso a novos serviços de rede.

Descreve-se de seguida a análise de risco realizada relativamente ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos vetores considerados no presente PDIRD-E.

### **10.1.1 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO**

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, garante-se o dimensionamento adequado de todos os componentes da RND para que estes permitam satisfazer a procura de energia elétrica.

O objetivo relativamente a este vetor é o de garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares.

O risco associado a este vetor é:

- Não se garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares;
- Ultrapassagem do valor de investimento associado a este vetor.

Os investimentos associados a este vetor decorrem essencialmente do Investimento Obrigatório e dos programas Desenvolvimento de Rede e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT.

As necessidades de investimento obrigatório são estimadas com base em modelos que utilizam *inputs* relacionados com a atividade da distribuição e *inputs* macroeconómicos. Sendo este investimento compensado parcialmente por intermédio de participações financeiras, o investimento realizado neste âmbito tem um impacto reduzido no CAPEX e, como tal, nas tarifas do uso de redes de distribuição.

As necessidades de investimento associadas a desenvolvimento de rede partem da análise das condições atuais de desempenho da rede, identificando-se projetos que, face a uma previsão da evolução da procura, serão necessários e apresentam indicadores económicos adequados.

O programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT permite garantir a renovação (substituição ou reabilitação) de ativos envelhecidos da rede e cuja probabilidade de falha tende a aumentar. Os investimentos realizados no âmbito deste programa contribuem para o aumento da fiabilidade dos ativos associados à RND. A análise dos projetos incluídos neste programa avalia as condições de operação da rede atual e prevista, encontrando a alternativa mais adequada que garanta a Segurança de Abastecimento, a Qualidade de Serviço Técnica e a Eficiência da Rede em que estarão inseridos.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no anexo 8.A.

A evolução mais lenta da procura tem permitido reduzir o montante de investimento associado ao programa Desenvolvimento de Rede, diminuindo o contributo absoluto deste programa associado ao vetor Segurança de Abastecimento.

A preocupação com a renovação sustentável dos equipamentos associados à RND, garantindo o seu desempenho adequado, conduz a um aumento do investimento associado ao programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT associado ao PDIRD-E 2018 (para o cenário de investimento proposto neste PDIRD-E).

A possibilidade de se proceder a sobreinvestimento ou subinvestimento neste vetor é mitigada da seguinte forma:

- As necessidades de investimento associadas a investimento obrigatório são estimadas com base em indicadores estatísticos que produzem uma previsão das necessidades associadas a novas ligações. No entanto, esses valores apenas são realizados perante o aparecimento dos respetivos pedidos de ligação ou de reforço de potência. Desta forma, garante-se que apenas se investe o efetivamente necessário, ainda que este possa ser diferente do inicialmente previsto;
- O PDIRD-E é revisto de 2 em 2 anos, o que permite calendarizar os projetos associados a desenvolvimento da rede, reavaliando quais são os projetos mais adequados para acompanhar a evolução da procura. A calendarização dos projetos é avaliada para diferentes cenários de evolução da procura. Verificou-se que, para os cenários de procura analisados, não há alterações da calendarização para os projetos com investimentos previstos nos 2 primeiros anos de vigência deste Plano (conforme descrito no capítulo 2.3). Essa análise permite concluir que o período de revisão do PDIRD-E é adequado para mitigar o risco de sobreinvestimento ou de subinvestimento;
- Os ativos da rede, apesar das ações de manutenção e conservação, vão envelhecendo e a sua fiabilidade vai decrescendo, aumentando a probabilidade de falha. O programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT é dotado de uma verba determinada em função de uma análise do desempenho e da idade dos ativos mais críticos para o desempenho da RND, sendo realizada uma análise criteriosa dos projetos de investimento associados ao programa, que se baseia numa análise dos riscos de falha dos ativos, e garantindo uma renovação sustentada da RND.  
O investimento realizado neste programa tem resultado num aumento da vida útil média dos ativos da RND, o que se poderá traduzir, a prazo, num impacto negativo da sua fiabilidade. O PDIRD-E é revisto de 2 em 2 anos, o que permite fazer uma reavaliação regular do desempenho dos equipamentos em serviço na RND, adequando o investimento associado a este programa em função dessa avaliação. Considera-se que o risco de degradação do desempenho dos ativos da RND a médio prazo resultantes de um subinvestimento na sua renovação pode ser mitigado por uma maior monitorização e uma manutenção mais cuidada.

A avaliação da rede, na zona de implementação de cada projeto, para cenários de evolução da procura mais exigentes e de reduzida probabilidade de ocorrência, surge como uma medida adicional de mitigação do risco de não garantia da alimentação de 100% da procura. Verifica-se, no entanto, que existe algum risco de não alimentação de cargas em situação de contingência N-1 para os projetos avaliados para o PDIRD-E 2018 (ver capítulo 4.1.2). Na alternativa adotada para a segurança de abastecimento não se prevê, no final do Plano, a

existência de potência não garantida em regime N, enquanto que em regime N-1 se prevê uma potência não garantida de 83 MW não simultânea para a totalidade da RND.

De acordo com o estudo realizado pelo INESC TEC, “Estimação do impacto do investimento na segurança de abastecimento, na qualidade de serviço, na eficiência da rede, na eficiência operacional e no acesso a novos serviços”, apresentado no anexo 9.B os custos associados com potência cortada associada a um eventual subinvestimento são substancialmente superiores aos valores de investimento que evitam essa potência cortada. Pode-se concluir que, sendo os investimentos associados a Segurança de Abastecimento adequados, o risco de subinvestimento (ou de adiamento de investimentos) pode induzir custos consideráveis a longo prazo.

Os mecanismos de mitigação do risco garantem a realização dos montantes de investimento, associados ao vetor Segurança de Abastecimento que se revelem efetivamente necessários. Estes mecanismos de mitigação permitem concluir que o risco associado quer à realização de níveis de investimento não adequados, quer quanto ao não cumprimento dos critérios de planeamento, é negligenciável.

### **10.1.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA**

No âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, dá-se resposta às exigências estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço, com enfoque na redução das assimetrias e aumento da resiliência das redes.

Os objetivos para a evolução da qualidade de serviço para o período 2019-2023 são apresentados no capítulo 4.1.3.

O risco associado a este vetor é:

- Não se atingirem os objetivos de qualidade de serviço técnica estabelecidos.

Os investimentos associados a este vetor decorrem essencialmente dos programas Melhoria de Qualidade de Serviço Técnica, Automação e Telecomando da Rede MT, Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

Os investimentos previstos pela EDP Distribuição e associados a este vetor contribuem para os objetivos descritos no capítulo 4.1.3, tendo sido selecionados com base numa análise que permite avaliar o seu contributo para a evolução da qualidade de serviço técnica nesta proposta de PDIRD-E 2018. Refira-se que este objetivo implica a possibilidade de degradação da qualidade de serviço técnica esperada nos cenários de investimento intermédio e inferior, sendo esta mantida no cenário de investimento superior, tendo como referência os níveis atuais de QST (ano de 2017) considerados no modelo de estimação do impacto do investimento na qualidade de serviço, cujo sumário executivo é apresentado no anexo 9.B, para um nível de confiança de 50%.

Tratando-se de valores estimados, correspondem aos valores que se espera que ocorram na RND num ano médio. As condições meteorológicas verificadas em cada ano podem originar diferenças entre esses valores médios e os verificados. Particularmente relevante, relativamente a esses desvios, será a ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no anexo 8.A. Para este Plano fez-se a avaliação do desempenho de ativos críticos para o desempenho da RND no que diz respeito à sua fiabilidade, avaliando-se os investimentos de renovação necessários à manutenção do desempenho desses equipamentos em níveis adequados.

O risco de não cumprimento dos objetivos de qualidade de serviço é também mitigado pelo disposto no artigo 9.º do RQS. Este artigo estabelece, na alínea b) do seu n.º 4, que a classificação de um evento como excepcional permite *“que o contributo do evento para os indicadores de qualidade de serviço não seja tido em consideração para efeitos de comparação com os respetivos padrões.”*

Conforme ilustrado no capítulo 4.1.3, os investimentos realizados na RND têm proporcionado melhorias de qualidade de serviço nos últimos anos, que permitem estabelecer uma relação entre esse esforço de investimento e os resultados assim obtidos. A experiência acumulada pela EDP Distribuição, apoiada no modelo de avaliação de impacto do investimento em QST desenvolvido com o INESC TEC permite, dentro de uma margem de incerteza adequada, estimar a relação futura entre os investimentos a realizar e a evolução esperada da qualidade de serviço.

Estes mecanismos de mitigação permitem concluir que é possível não se atingir o objetivo definido para este vetor, nos diferentes cenários de investimento apresentados no PDIRD-E 2018. Admite-se que o risco residual de não cumprimento do objetivo, para a banda de incerteza apresentada no capítulo 4.1.3., é tolerável.

### **10.1.3 EFICIÊNCIA DA REDE**

No âmbito do vetor Eficiência da Rede, pretende-se adequar os níveis de perdas na RND.

O atual desempenho da RND, no que diz respeito às perdas técnicas, pode ser considerado adequado. Para os valores de trânsito de energia verificados em 2016, esse valor foi estimado em 0,73% da energia entrada na rede AT e 1,41% da energia entrada na rede MT.<sup>27</sup>

Num outro estudo apresentado em 2016 pelo INESC-ID, “Avaliação do Comportamento da Rede de Distribuição Face ao Crescimento da Produção Distribuída”, conclui-se que o aumento da pequena produção nas redes BT origina uma redução das perdas verificadas na RND. Ao

---

<sup>27</sup> Conforme indicado no estudo realizado pelo INESC-ID/IST, “Certificação do Modelo de Perdas nas Redes de Distribuição”, concluído em 2018.

contrário, a produção distribuída diretamente ligada à RND tem tendência a aumentar o valor das perdas. O sumário executivo desse estudo foi apresentado no PDIRD-E 2016.

Para esta proposta de PDIRD-E 2018 foi elaborado um estudo pelo INESC TEC (anexo 9.B) que permitiu obter projeções para os indicadores adotados para o vetor eficiência da rede, para o período deste Plano, e para os níveis de tensão AT/MT, apontando para valores da ordem dos 2,3%.

O risco associado a este vetor é:

- Desempenho da RND, no que diz respeito ao valor das perdas técnicas, não adequado face ao esperado. Este risco poderá estar associado às condições meteorológicas verificadas em cada ano (nomeadamente no que diz respeito à produção de energia eólica), bem como ao ritmo de aparecimento de novos PRE.

Os investimentos associados a este vetor decorrem, essencialmente dos programas Desenvolvimento de Rede, Redução de Perdas Técnicas AT/MT e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no anexo 8.A.

As perdas técnicas dividem-se em duas componentes, uma das quais fixa (não varia com a procura e corresponde às perdas no ferro dos transformadores AT/MT e MT/MT e consumos próprios de SE, sendo de cerca de 145 GWh anuais)<sup>28</sup>, e uma componente que depende da procura (perdas por efeito de Joule). Estas últimas variam aproximadamente com o quadrado da energia transitada<sup>29</sup>, pelo que, quando medidas em termos relativos (percentuais), variam linearmente com a evolução da procura.

O risco de se verificarem valores para as perdas acima dos esperados estarão relacionados, portanto, com uma subestimação da taxa de evolução da procura. Caso esta evolua mais rapidamente do que o previsto, os investimentos de expansão e renovação da rede poderão não ser suficientes para contrariar o aumento das perdas por efeito de Joule associado a esse aumento dos consumos, traduzindo-se num aumento do nível de perdas verificado na RND.

Esse risco é mitigado através do ciclo de revisão do PDIRD-E que, ocorrendo de dois em dois anos, permite proceder à reavaliação das expectativas sobre o crescimento dos consumos, adequando-se o volume de investimentos e o objetivo das perdas.

Os projetos incluídos neste Plano foram avaliados para diferentes cenários de evolução da procura. No entanto, sendo todas as restantes variáveis iguais, variações da evolução da procura traduzem-se em variações do nível de perdas, uma vez que as perdas variáveis variam com o quadrado da potência transitada nas redes. O cenário inferior de procura da EDP

---

<sup>28</sup> Documento “Certificação do Modelo de Perdas das Redes de Distribuição”, INESC-ID/IST (2018), valores de 2016.

<sup>29</sup> Pode não ser exatamente se houver variações da forma dos diagramas de carga ou alteração dos trânsitos de energia na rede, por exemplo associados a modificações dos padrões ou volume da energia entregue pela PRE.

Distribuição prevê, para 2024, que a energia distribuída na RND (sem consumos MAT) será de 44,438 TWh (ver capítulo 5.5.1). O cenário superior prevê que essa energia será de 47,022 TWh, uma diferença de 2,6%. Essa diferença quanto à energia entrada na rede traduz-se numa alteração da percentagem de perdas.

O risco de não cumprimento das metas também pode advir de alterações significativas no que diz respeito ao padrão de entrega de energia originada por PRE, nomeadamente se ocorrer um rápido crescimento desta – seja pela construção de novos aproveitamentos, seja pela maior disponibilidade das fontes energéticas primárias, como o vento, o sol ou a chuva.

A PRE, até determinada quantidade de energia entregue à rede, tende a reduzir os trânsitos de energia verificados nesta, reduzindo as perdas. No entanto, passado um ponto de equilíbrio entre consumo e produção local, a PRE pode inverter os trânsitos de energia até então verificados na rede, momento a partir do qual o aumento da PRE gera um aumento das perdas técnicas na rede.

A potência PRE ligada à RND, em 2017, atingiu já 4.316 MVA. Esta PRE já contribui para o aumento das perdas técnicas verificadas na RND. Com o aumento da PRE, nomeadamente na rede AT, esse impacto aumentará.

Os valores de investimento previstos nesta proposta do PDIRD-E 2018, associados a este vetor, permitirão manter o valor das perdas na RND em linha com os atualmente verificados, para a evolução da procura prevista, apresentando valores ligeiramente menores para o cenário 3 de investimento. Segundo o estudo do INESC TEC, “Estimação do impacto do investimento na segurança de abastecimento, na qualidade de serviço, na eficiência da rede, na eficiência operacional e no acesso a novos serviços”, apresentado no anexo 9.B, o benefício de longo prazo por investimento na rede ultrapassa largamente o custo de investimento associado.

Sendo o valor das perdas técnicas verificadas na RND relativamente baixo, pode-se considerar que o risco de se verificarem níveis de desempenho pouco adequados neste vetor é tolerável.

#### **10.1.4 EFICIÊNCIA OPERACIONAL**

Este vetor contempla investimentos que potenciam a redução de custos operacionais, ainda que possa não ser esse o objetivo principal que justifica a sua realização.

O risco associado a este vetor é:

- Os investimentos realizados não contribuirão para a melhoria da eficiência operacional.

Os investimentos recaem sobre duas categorias, investimentos destinados a garantir a renovação de ativos em fim de vida útil e investimentos destinados a melhorar o nível de automação da rede.

As necessidades de renovação e reabilitação de ativos são estimadas tendo presente o desempenho da RND, sendo esse desempenho monitorizado. Considera-se a necessidade de

se realizar uma renovação adequada, a qual garanta a sustentabilidade dos atuais níveis de desempenho e de custos operacionais associados a intervenções de manutenção corretiva.

O risco de se proceder a volumes de investimento em renovação e reabilitação de ativos desadequados é, portanto, mitigado pelo conjunto dessas ações – identificação de volumes de investimento necessários, face ao conjunto dos ativos em exploração, e identificação dos ativos individuais a serem objeto de renovação ou reabilitação através da monitorização do desempenho da RND e de uma avaliação dos seus índices de saúde e de criticidade.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no anexo 9.A.

A automação contribui para melhorar o desempenho da RND no que diz respeito à qualidade de serviço oferecida e para melhorar a eficiência operacional. Também pode contribuir para melhorar a eficiência operacional se conduzir a um menor número de intervenções físicas (por substituição por operações remotas) ou a uma mais rápida deteção do local de ocorrência de defeitos (minimizando o tempo de deteção de elementos avariados por inspeção das redes).

Os investimentos em automação da rede, com contributo mais significativo para a Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, também apresentam benefícios para a Eficiência Operacional.

O aumento dos níveis de automação da rede traduz-se em benefícios que são analisados previamente à decisão de investimento e que se suportam no conhecimento das características dos equipamentos e na introdução de mecanismos de automação.

Assim, pode-se concluir que o risco de os investimentos não contribuírem para a melhoria da eficiência operacional é baixo.

### **10.1.5 ACESSO A NOVOS SERVIÇOS**

Este vetor contempla investimentos que possibilitam o acesso a novos serviços de mercado no relacionamento entre entidades comercializadoras e clientes finais.

Os investimentos na RND mais relevantes estão associados ao programa Investimento Inovador. Também se destacam os projetos no âmbito do programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações.

Os projetos inovadores apresentam risco tecnológico ou aplicativo elevado (tecnologia nova ou projetos nunca implementados na atividade corrente).

As três áreas de investimento inovador são: componentes avançados; monitorização e sensorização da rede; e inteligência e gestão ativa e integrada da rede.

Os projetos associados a monitorização, inteligência e gestão ativa e integrada da rede criam potencialidades facilitadoras do desenvolvimento de novos serviços que os comercializadores poderão oferecer aos seus clientes.



Os projetos inovadores, pela sua natureza, possuem um risco tecnológico. Esse risco é considerado tolerável, tendo em conta a monitorização e acompanhamento mais pormenorizado desses projetos. Adicionalmente, estes projetos são avaliados em pilotos, de âmbito mais reduzido, mitigando o risco associado à implementação dessas tecnologias. Relativamente aos projetos que se baseiam em tecnologias já amadurecidas (caso dos Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações), os seus benefícios podem ser antecipadamente estimados, sendo tolerável o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor.

### **10.1.6 CONCLUSÃO**

O resultado da análise de risco realizada para os cinco vetores analisados é resumido na tabela 10.1.

A consulta desta tabela permite concluir que, atendendo-se aos riscos identificados e depois de ajustados os objetivos de QST, o nível de risco de não cumprimento dos objetivos deste Plano, mantém-se no nível tolerável.

O vetor de investimento com maior incerteza associada é o de Qualidade de Serviço Técnica, cujo desempenho depende de fontes de risco – nomeadamente de natureza meteorológica – que não são controláveis.

Tabela 10.1: Resultado da análise de risco realizada para cada vetor de investimento

Vetor	Identificação do Risco	Análise do Risco	Avaliação do Risco	Tratamento do Risco
<b>Segurança de Abastecimento</b>	<p>Não se garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares.</p> <p>Ultrapassagem do valor de investimento associado a este vetor.</p>	Verificação de procura muito acima dos níveis previstos, fazendo com que os valores de investimento previstos se revelem insuficientes para responder a essa procura.	As previsões de evolução de consumos apresentam algum grau de incerteza. Contudo, o grau de confiança nessas previsões, no curto prazo, é elevado. Consideram-se probabilidades de não excedência da evolução da procura associada a cada projeto de 90%.	<p>O PDIRD-E é revisto de dois em dois anos, permitindo adequar o plano de investimentos em função da procura verificada. A incerteza na previsão da procura, para esse horizonte temporal, é diminuta.</p> <p>O benefício acumulado com o investimento neste vetor ultrapassa largamente o valor de investimento realizado.</p> <p>O risco é negligenciável.</p>
<b>Qualidade de Serviço Técnica</b>	Não se atingirem os objetivos de Qualidade de Serviço Técnica estabelecidos.	Ocorrência de fenómenos climáticos que deteriorem os resultados de QST. Degradação do desempenho dos ativos da RND.	<p>Ocorrência de tempestadas com impacto significativo a nível de QST com frequência elevada. Os investimentos para melhoria de QST, ainda que tornem a rede mais robusta em presença desses fenómenos, não previnem completamente.</p> <p>Investimento reduzido em renovação de ativos pode conduzir a um aumento do número de incidentes.</p>	<p>O PDIRD-E inclui um piloto que permitirá avaliar a capacidade de medidas testadas de aumentarem a resiliência das redes nas zonas mais expostas, ainda que a mesma só seja expectável após a concretização do projeto.</p> <p>O Regulamento de Qualidade de Serviço estabelece que o contributo dos eventos excecionais não é tido em consideração para efeitos de comparação com os padrões de QST estabelecidos para as redes de distribuição.</p> <p>A redução de investimentos em Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT poderá condicionar o desempenho futuro da RND.</p> <p>O risco de não cumprimento dos objetivos de QST é tolerável, sendo mais elevado para o Cenário 1 de investimento..</p>
<b>Eficiência da Rede</b>	O desempenho da RND não ser adequado face ao esperado.	As perdas técnicas na RND atingirem valores elevados, decorrentes de um aumento da procura muito acima do previsto ou de um contributo da PRE para as perdas acima do previsto.	As previsões de evolução de consumos e produção apresentam algum grau de incerteza. Contudo, o grau de confiança nessas previsões, no curto prazo e avaliando-se a globalidade do sistema, é elevado (probabilidade de 95% da procura agregada se encontrar entre os cenários inferior e superior considerados no PDIRD). O nível de eficiência da RND no que diz respeito às perdas é elevado.	<p>O PDIRD-E é revisto de dois em dois anos, permitindo adequar o plano de investimentos em função da procura verificada. A incerteza na previsão da procura, para esse horizonte temporal, é diminuta.</p> <p>O risco é tolerável.</p>
<b>Eficiência Operacional</b>	Os investimentos realizados não contribuírem para a melhoria da Eficiência Operacional.	<p>Não se atribuir um volume de investimento de renovação das redes que garanta a substituição adequada de ativos em fim de vida, obrigando à realização de mais ações de manutenção.</p> <p>O investimento em automação contribui para a redução de custos operacionais, podendo os projetos realizados não gerarem benefícios significativos associados a este vetor.</p>	<p>Os ativos em fim de vida útil tendem a gerar uma maior necessidade de intervenções de manutenção. A não renovação adequada desses ativos traduz-se num aumento das necessidades de operações sobre a rede.</p> <p>A automação contribui para a melhoria da eficiência operacional. Sendo os projetos avaliados antes da sua realização, o risco analisado será o de não gerarem benefícios significativos a nível de eficiência operacional (sendo estes projetos destinados sobretudo à melhoria da QST).</p>	<p>Foi realizada uma análise das necessidades de investimento associadas à renovação da RND, cujas conclusões contribuíram para a definição do investimento de renovação considerado no PDIRD-E.</p> <p>A avaliação dos projetos é realizada tomando-se como base a experiência passada associada ao incremento dos níveis de automação da rede. O risco de não se atingirem os objetivos de um portfólio de investimentos é reduzido, esperando-se que a realização de um grande número de projetos de automação propicie benefícios relativamente à eficiência operacional em linha com os valores esperados de contributo por vetor dos programas de investimento.</p> <p>O risco de os investimentos não contribuírem para a melhoria da eficiência operacional é baixo. O risco de degradação da eficiência operacional devido ao envelhecimento dos ativos é tolerável, sendo mais elevado para o Cenário 1 de investimento.</p>
<b>Acesso a Novos Serviços</b>	Risco tecnológico.	Não se atingirem os objetivos pretendidos para os projetos inovadores, de telemedida e de acesso remoto.	<p>O investimento inovador inclui projetos com investimento tecnológico ou aplicacional elevado (tecnologias novas ou projetos nunca implementados pela EDP-Distribuição).</p> <p>A telemedida e acesso remoto visa possibilitar o acesso a novos serviços de mercado no relacionamento entre entidades comercializadoras e clientes finais.</p>	<p>Os projetos inovadores merecem um acompanhamento próximo, analisando-se previamente a tecnologia, os objetivos e acompanhando-se os seus resultados. São projetos limitados no orçamento, sendo o seu desempenho avaliado previamente a decisões sobre disseminação das tecnologias testadas. O risco é tolerável.</p> <p>Relativamente aos projetos que se baseiam em tecnologias já amadurecidas (caso dos Sist. Int. de Supervisão e Operação de Telecomunicações), os seus benefícios podem ser antecipadamente estimados, sendo tolerável o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor.</p>

## 10.2 ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS E PORTFÓLIOS DE INVESTIMENTO

### 10.2.1 ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

A seleção de investimentos resulta da opção pelas melhores alternativas a implementar entre as diversas, mutuamente exclusivas, que concorrem para um mesmo objetivo.

Sendo as propostas avaliadas com base numa estimativa das necessidades de investimento associadas e dos benefícios a recolher, o valor do projeto surgirá condicionado pelas incertezas associadas a essas estimativas.

Para avaliar o risco associado a projetos de investimento em redes de distribuição foi realizado, para o PDIRD-E 2014, um estudo com o apoio científico do *Center for Innovation in Electrical Engineering and Energy* (Cie3) do Instituto Superior Técnico (IST), intitulado “Metodologias de Análise de Risco de Projetos de Investimento em Redes de Distribuição”.

Esse estudo permitiu desenvolver uma metodologia de análise de risco de projetos de investimento incluídos no presente Plano.

Foi realizada uma análise de sensibilidade à evolução da procura para os projetos com investimentos previstos para o PDIRD-E, que incluiu a avaliação dos indicadores económicos para três cenários de evolução da procura distintos, a calendarização mais adequada de realização do projeto para esses cenários. Essa calendarização também tem em conta a avaliação do risco de surgimento de constrangimentos na rede em cenários com baixa probabilidade de serem excedidos, mencionada em 2.3.

A análise de sensibilidade dos restantes projetos considerados neste Plano incluiu a avaliação dos indicadores económicos para três cenários de evolução da procura distintos e a calendarização mais adequada de realização do projeto para esses cenários.

### 10.2.2 ANÁLISE DE RISCO DE CONJUNTOS DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

Esse trabalho permite concluir que, considerando-se que a incerteza quanto ao custo de cada um dos projetos de investimento e a incerteza quanto aos benefícios são independentes entre si, o risco associado à incerteza de um grande número de projetos é negligenciável, conforme ilustrado na figura 10.2.

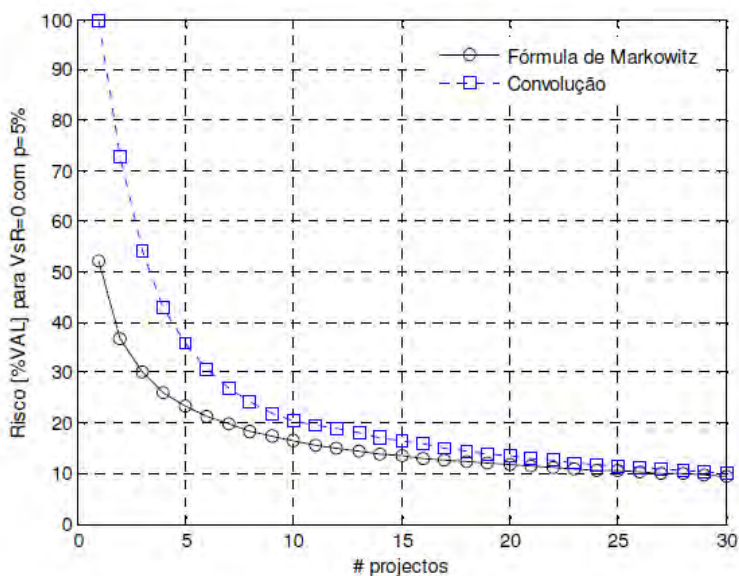


Figura 10.1: Evolução do risco com o número de projetos iguais

Existe alguma dependência em relação aos benefícios dos projetos, relacionada com o enquadramento macroeconómico, passível de introduzir uma componente de risco sistemático em relação aos benefícios. Contudo, atendendo a que os planos de investimento são revistos de dois em dois anos, garante-se que esses planos são adequados ao ciclo económico em que são executados.

Adicionalmente, os investimentos na rede de distribuição têm vidas úteis prolongadas – de 30 anos para a maioria dos ativos. Essas vidas úteis são muito superiores aos ciclos económicos, mitigando o risco de poderem gerar menos benefícios do que os esperados em algum momento da sua vida útil. Os pressupostos utilizados na avaliação económica – na qual se considera taxas de evolução dos consumos nos primeiros 10 anos e consumos constantes no restante período – também contribuem para mitigar o risco de se realizarem projetos cujos benefícios se venham a revelar insuficientes para justificar a sua realização.

## **11. BALANÇO INTERCALAR DA EXECUÇÃO DE INVESTIMENTOS**

---

O presente capítulo foi realizado com o objetivo de dar seguimento a uma das recomendações emitidas no Parecer da ERSE à proposta do PDIRD-E 2016, a qual aponta para a necessidade de, nos novos Planos de investimento a apresentar, se incluir um balanço intercalar ao investimento realizado.

Tendo em consideração que o plano assenta numa estrutura constituída por vetores estratégicos de investimento, nomeadamente para o investimento específico, a análise incidu sobre estes vetores, os quais consideram a contribuição dos vários programas de investimento e que, por sua vez, integram projetos que contribuem para o mesmo objetivo.

Foram analisados os anos 2015, 2016 e 2017, que abrangem os PDIRD-E 2014 e PDIRD-E 2016. Efetuou-se a comparação dos valores de investimento realizados com os valores de investimento previstos para cada um dos vetores estratégicos. Os valores da previsão referem-se ao PDIRD-E mais recente, respetivamente, PDIRD-E 2014 para 2015 e 2016 e PDIRD-E 2016 para 2017.

### **11.1 VETORES DE INVESTIMENTO**

Os vetores estratégicos de investimento considerados neste Plano são:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional
- Acesso a Novos Serviços

No PDIRD-E 2014 existiam apenas os primeiros 4 vetores, pelo que para efeitos do presente balanço intercalar, nos anos de 2015 e 2016 foi considerada a matriz de contribuição dos programas de investimento constante daquele PDIRD-E. O vetor Acesso a Novos Serviços surgiu no PDIRD-E 2016, conforme explicado no capítulo 4.1.5 do presente documento, onde se apresenta uma descrição dos vetores bem como a matriz de contribuição atual, que foi aqui considerada para o ano de 2017.

### **11.2 BALANÇO DO INVESTIMENTO GLOBAL ANUAL**

Apresenta-se, no gráfico da Figura 11.1, a visão global do investimento realizado em cada um dos anos em análise (2015, 2016 e 2017) e a comparação com os valores previstos no PDIRD-E mais recente.

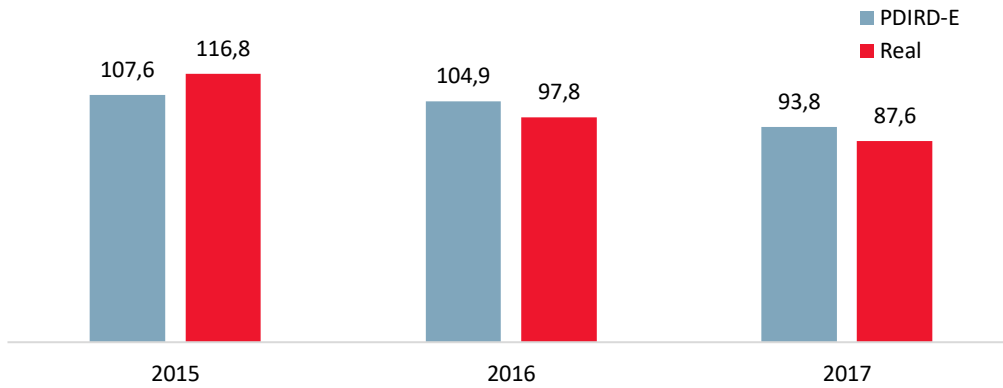


Figura 11.1: Investimento global anual (M€)

Nos pontos seguintes é apresentada uma comparação entre os valores verificados e previstos para cada um dos vetores estratégicos de investimento em cada um dos anos.

### 11.2.1 INVESTIMENTO NOS VETORES DE ESTRATÉGICOS – ANO 2015

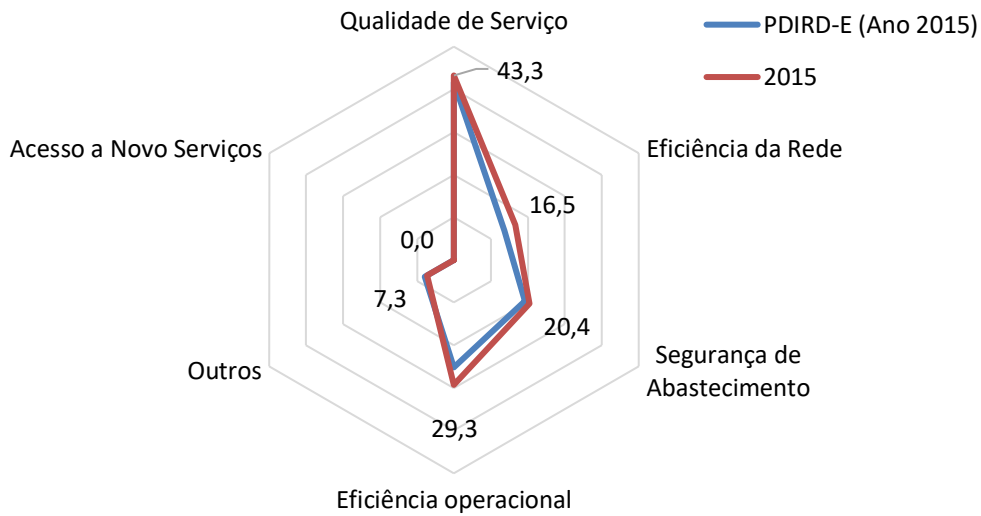


Figura 11.2: Investimento por vetor em 2015 (M€)

### 11.2.2 INVESTIMENTO NOS VETORES DE ESTRATÉGICOS – ANO 2016

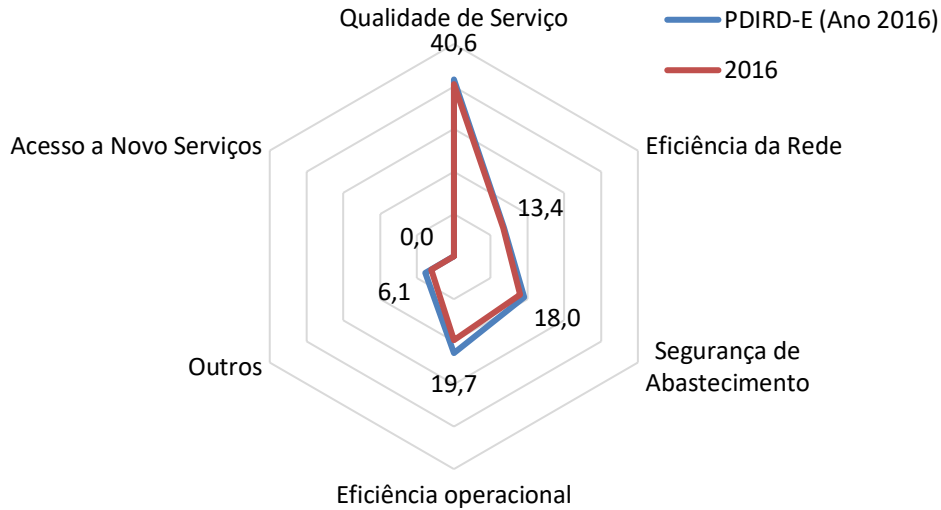


Figura 11.3: Investimento por vetor em 2016 (M€)

### 11.2.3 INVESTIMENTO NOS VETORES DE ESTRATÉGICOS – ANO 2017

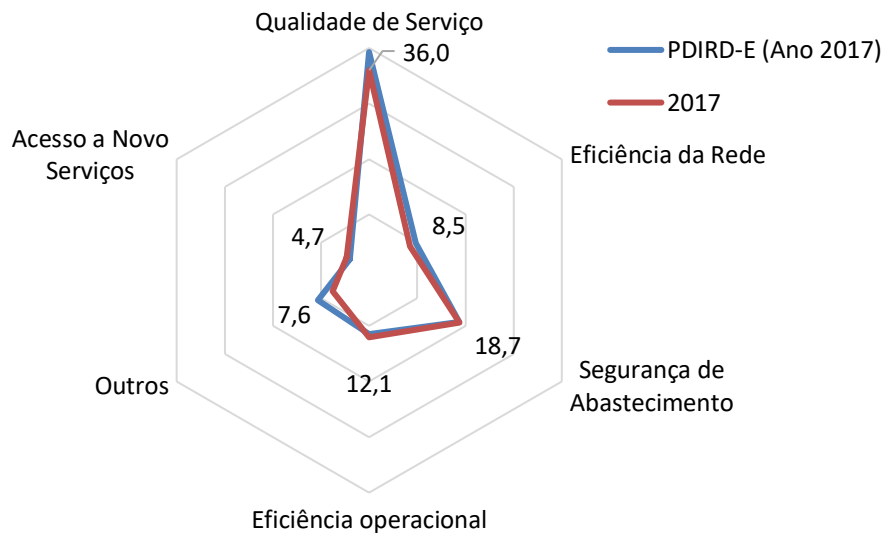


Figura 11.4: Investimento por vetor em 2017 (M€)

## 11.3 BALANÇO POR VETOR DE INVESTIMENTO

Neste capítulo é realizada uma análise mais pormenorizada do investimento em cada um dos vetores estratégicos, entre 2015 e 2017.

### 11.3.1 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

O vetor Segurança de Abastecimento apresenta valores de realização de investimento em cada um dos anos em linha com os valores previstos no PDIRD-E (Figura 11.5).

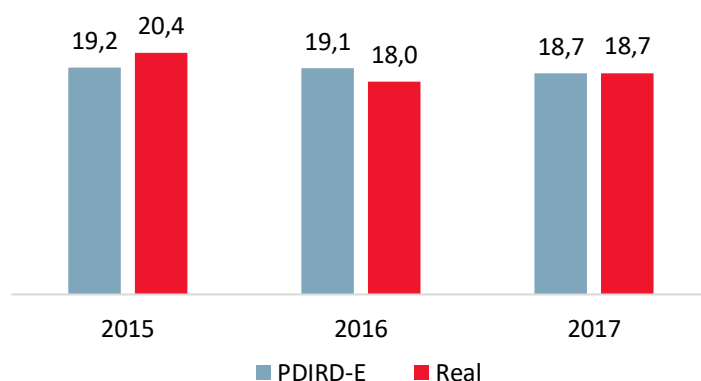


Figura 11.5: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento (M€)

O investimento obrigatório é o programa que contribui com mais peso para este vetor. Neste programa de investimento os valores em cada ano ficaram abaixo dos valores previstos, como indicado na Figura 11.6:

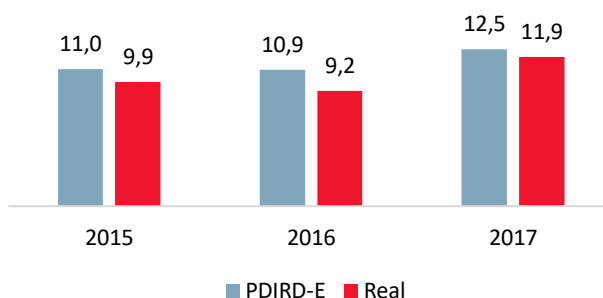


Figura 11.6: Contribuição do Investimento obrigatório (excluindo eq. de contagem) para o vetor SA (M€)

Este diferencial está relacionado com as diferenças verificadas no consumo total face ao previsto no PDIRD-E, conforme pode ser verificado na Tabela 11.1, onde se apresenta o resumo da evolução do consumo para os anos 2015, 2016 e 2017, real e previsto.



Tabela 11.1 Evolução do consumo para os anos 2015, 2016 e 2017 previsto e real

Ano	Consumo Total Previsto no PDIRD-E 2014 (GWh)	Consumo Total Previsto no PDIRD-E 2016 (GWh)	Consumo Total Verificado (GWh)	Varição do consumo verificado face à última Previsão (%)
2015	45.361	-	44.277	-2,45%
2016	46.187	44.391	44.599	0,47%
2017	47.110	44.685	44.753	0,15%

Nos 3 anos em análise, o consumo total verificado ficou aquém da previsão que constava do PDIRD-E 2014.

No PDIRD-E 2016, os valores para 2017 foram revistos em baixa, sendo que os valores de consumo efetivamente verificados neste ano estão mais em linha com a última previsão.

Não obstante esta redução no investimento obrigatório, no ano de 2015 registou-se, para este vetor, um valor global acima da previsão. Para este desvio contribuíram os investimentos realizados nesse ano relativos a projetos transitados do ano anterior, nomeadamente relativos às conclusões das ligações de rede MT afeta a subestações colocadas ao serviço no ano anterior.

### 11.3.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O vetor de Qualidade de Serviço Técnica apresentou uma realização globalmente alinhada com a previsão, sendo o ano de 2017 aquele em que se registou maior diferença (Figura 11.7).

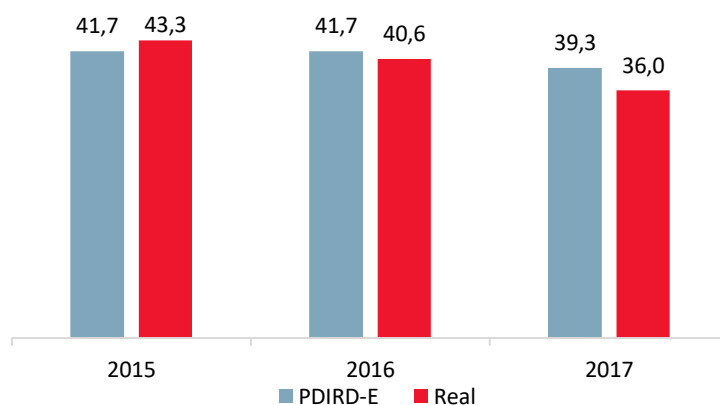


Figura 11.7: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica – QST (M€)

Uma vez que o PDIRD-E 2016 foi aprovado em junho de 2018, verificou-se o adiamento do arranque de alguns projetos previstos iniciar no ano de 2017, com a consequente realização de um volume de investimento abaixo do valor previsto neste ano.

Para além do programa de investimento Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, para este vetor contribuem, com peso significativo, os programas Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, Automação de SE e Modernização de SPCC e Automação e Telecomando da Rede MT. Nos gráficos das figuras seguintes apresenta-se a contribuição, para o investimento no vetor

Qualidade de Serviço Técnica, de cada um dos programas que mais contribuem para este vetor (comparação entre o investimento realizado e previsto).

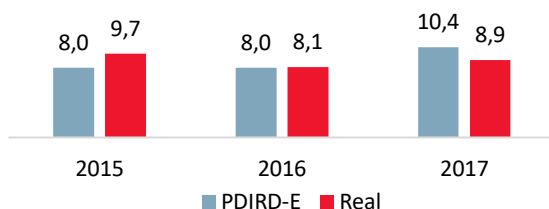


Figura 11.8: Contribuição do investimento em Melhoria da QST para o vetor QST (M€)

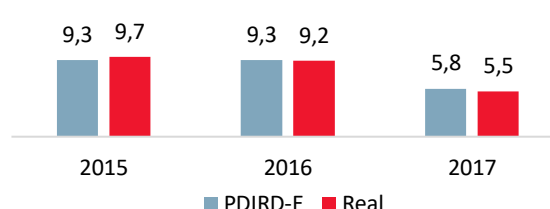


Figura 11.9: Contribuição do investimento em Renovação e Reabilitação de Ativos para o vetor QST (M€)

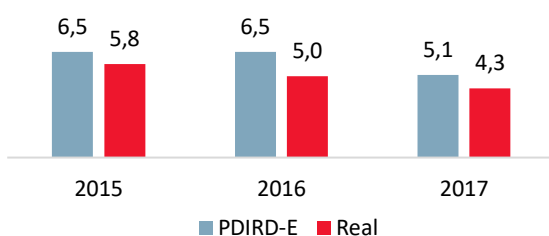


Figura 11.10: Contribuição do investimento em Automação de SE para o vetor (M€)

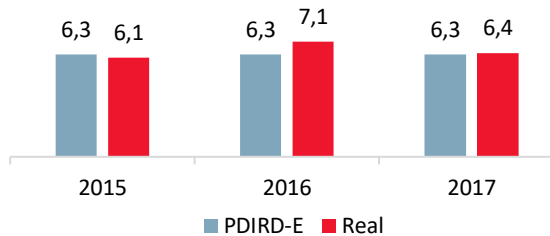


Figura 11.11: Contribuição do investimento em Automação e telecomando para o vetor (M€)

O investimento neste vetor tem impacto nos indicadores da Qualidade de Serviço Técnica. A evolução do indicador global de continuidade de serviço SAIDI MT pode ser analisada no capítulo 4.1.3.2, onde se verifica que a evolução recente deste indicador se tem situado dentro da banda de incerteza.

Refere-se, ainda, que nos anos de 2015 e 2016 a EDP Distribuição recebeu um prémio no âmbito do incentivo à continuidade de serviço do RQS – componente 1, estando o mesmo ainda em análise para 2017 (valores de QST para 2017 ainda provisórios à data).

### 11.3.3 EFICIÊNCIA DA REDE

O vetor Eficiência de Rede apresenta valores de investimento globalmente alinhados com o previsto no PDIRD-E (Figura 11.12). No ano de 2015, o investimento realizado registou valores superiores à previsão.

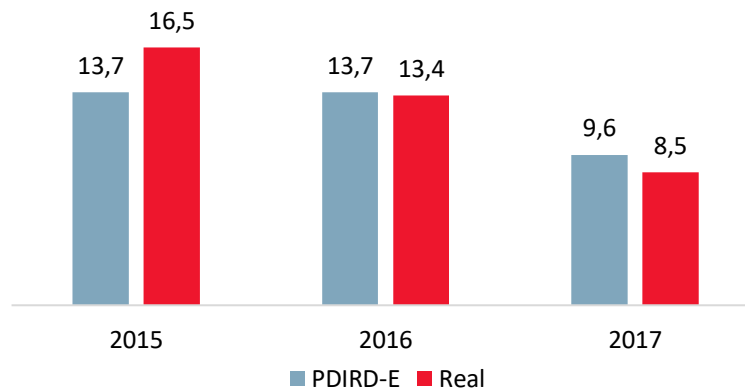


Figura 11.12: Investimento no vetor Eficiência da Rede - ER (M€)

O desvio em 2015 verifica-se em programas de investimento cujo contributo para este vetor é significativo (nomeadamente, os programas Desenvolvimento de Rede e Redução de Perdas Técnicas AT/MT), e reflete valores de investimento que se concluíram em 2015 relativos a projetos transitados do ano anterior, nomeadamente relativos às conclusões das ligações de rede MT afeta a subestações colocadas ao serviço no ano anterior.

Nos gráficos das figuras seguintes apresenta-se a contribuição, para o investimento no vetor Eficiência da Rede, de cada um dos programas que mais contribuem para este vetor (comparação entre o investimento realizado e previsto).

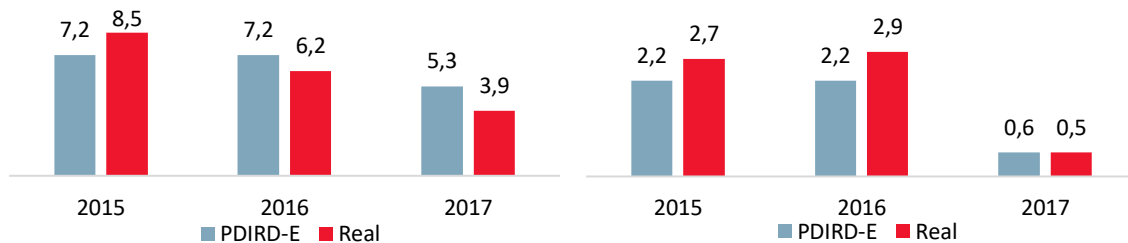


Figura 11.13: Contribuição do investimento em Desenvolvimento de Rede para o vetor ER (M€)

Figura 11.14: Contribuição do investimento Redução de Perdas AT/MT para o vetor ER (M€)

O investimento neste vetor repercute-se no desempenho da rede AT/MT ao nível das perdas técnicas. Para as perdas globais contribuem as perdas técnicas e as perdas comerciais.

A evolução das perdas técnicas AT/MT pode ser analisada no capítulo 4.1.4, onde se verifica que as mesmas se têm mantido em níveis considerados adequados.

Salienta-se assim, o compromisso da EDP Distribuição na melhoria contínua dos patamares de perdas na rede mantendo, simultaneamente, a racionalidade económica, com benefícios para a sociedade.

### 11.3.4 EFICIÊNCIA OPERACIONAL

O vetor Eficiência Operacional apresenta valores de investimento globalmente alinhados com o previsto no PDIRD-E (Figura 11.15).

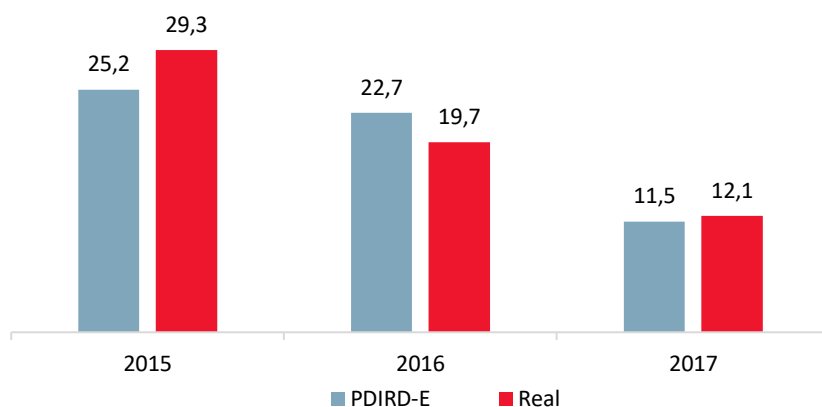


Figura 11.15: Investimento no vetor Eficiência Operacional - EO (M€)

Nota: os níveis de investimento neste vetor desceram no ano de 2017 devido ao aparecimento no novo vetor Acesso a Novos Serviços

No ano de 2015 o investimento neste vetor superou a verba prevista no PDIRD-E, em grande parte devido ao investimento acima do previsto realizado no programa Instalação de Telecontagem em PTD (Figura 11.16). Este programa deu sequência a uma solicitação do Regulador, tendo sido iniciado em 2014, tal como previsto. Contudo, a sua operacionalização no terreno motivou uma distribuição de investimento nos anos de realização diferente da previsão inicial, resultando num maior valor realizado, no ano de 2015, que o inicialmente previsto.

O investimento realizado neste vetor em 2016 foi inferior ao previsto no PDIRD-E. Esta diferença deveu-se ao programa de Investimento Inovador, devido a constrangimentos verificados nesse ano no fornecimento de equipamentos para a campanha de instalação de DTC.

Nos gráficos das figuras seguintes apresenta-se a contribuição, para o investimento no vetor Eficiência Operacional, de cada um dos programas referidos (comparação entre o investimento realizado e previsto).

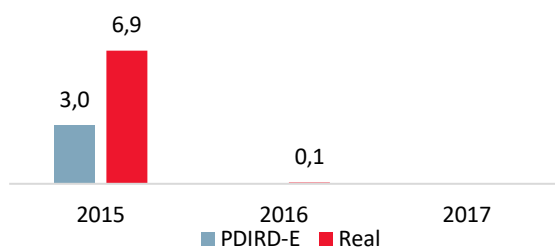


Figura 11.16: Contribuição do investimento em Telecontagem em PTD para o vetor EO (M€)

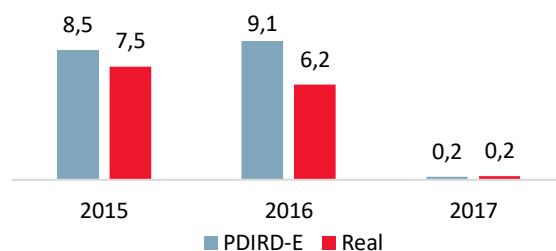


Figura 11.17: Contribuição do Investimento Inovador para o vetor EO (M€)

### 11.3.5 ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

O vetor Acesso a Novos Serviços surgiu no PDIRD-E 2016, sendo assim aplicável a partir de 2017. Verifica-se que o investimento realização neste ano está em linha com o valor previsto (Figura 11.18).

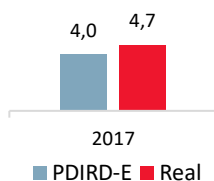


Figura 11.18: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços - ANS (M€)

### 11.3.6 OUTROS INVESTIMENTOS

Para além dos investimentos associados aos 5 vetores estratégicos de investimento, atrás descritos, o Plano inclui, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rúbrica designada por “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares.

No gráfico da Figura 11.19, é possível verificar que o investimento realizado nesta rúbrica nos anos em análise ficou genericamente abaixo dos valores previsto no PDIRD-E.

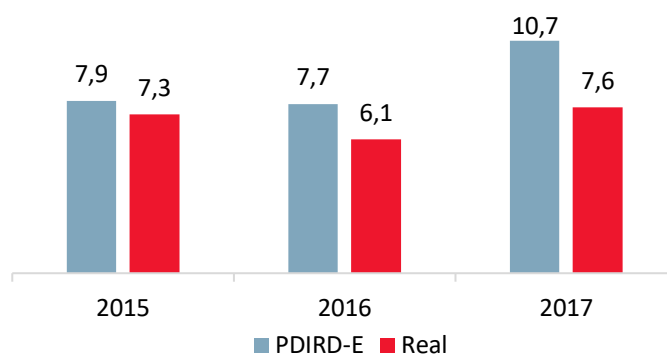


Figura 11.19: Investimento na rúbrica “Outros” (M€)

Os desvios existentes estão associados a uma realização inferior do investimento em contagem AT/MT (inv. obrigatório – só eq. de contagem).

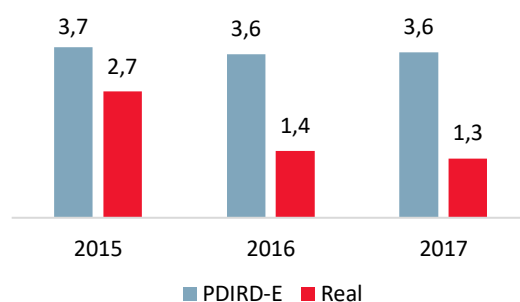


Figura 11.20: Contribuição do Inv. Obrigatório (só eq. de contagem) para a rúbrica “Outros” (M€)

Uma vez que o PDIRD-E 2016 foi aprovado em junho de 2018, verificou-se o adiamento do arranque de alguns projetos previstos iniciar no ano de 2017, nomeadamente na Promoção Ambiental – Integração Paisagística de Redes Aéreas e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas, com a consequente realização de um volume de investimento abaixo do valor previsto neste ano.

## 12. PLANO DE INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA 2019-2023

---

O presente capítulo apresenta o investimento total a realizar pela EDP Distribuição Energia, S.A. (EDP Distribuição) nesta proposta de PDIRD-E 2018. Este divide-se em duas classificações principais, de acordo com o respetivo âmbito:

- Investimento Específico, que incide nos ativos diretamente relacionados com a atividade de distribuição de energia elétrica;
- Investimento Não Específico, associado essencialmente a atividades de suporte à mesma (nomeadamente, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e sistemas informáticos).

Refere-se, ainda, o investimento em rede inteligente, que é uma parcela do investimento específico, e que se encontra direcionado para dar resposta aos desafios atuais e concretização de um novo paradigma do setor elétrico. No capítulo 4.2 apresenta-se uma definição do conceito respetivo e a descrição da estratégia de desenvolvimento de uma rede inteligente prevista pela EDP Distribuição.

Os investimentos são apresentados a custos primários, adicionando-se nas tabelas finais, apresentadas no ponto 12.3 deste capítulo, os encargos diretos, transversais e financeiros, resultando nos custos totais.

### Encargos de Investimento Capitalizáveis

Na EDP Distribuição, os encargos de investimento capitalizáveis assumem três naturezas:

- Encargos capitalizáveis diretos: encargos resultantes de atividades que contribuem diretamente para a realização física da obra;
- Encargos capitalizáveis transversais: encargos relativos às atividades transversais, que não concorrem no imediato para a realização física da obra;
- Encargos financeiros: despesas incorridas com juros no financiamento de obras em curso.

No PDIRD-E 2016 foi incluído um anexo com informação detalhada dos vários tipos de encargos associados aos investimentos. Para esta proposta de PDIRD-E 2018 a EDP Distribuição manteve a metodologia apresentada, tendo entretanto promovido a auscultação às Unidades Organizativas (UO) intervenientes na atividade de investimento para revisão do processo, nomeadamente para atualização dos racionais e sustentação das taxas de imputação de custos ao investimento por centro de custo. Face aos resultados obtidos, foram alocados os encargos capitalizáveis de cada UO, para melhor adequação à real natureza destes custos.

Para o período deste Plano estima-se uma redução dos encargos capitalizáveis de investimento relativamente ao período anterior, refletindo, assim, um aumento de eficiência da empresa.

## 12.1 INVESTIMENTO ESPECÍFICO

As obras de Investimento Específico em redes de distribuição podem, de acordo com a sua motivação principal e oportunidade, classificar-se em duas naturezas:

- *Investimento Obrigatório* – engloba obras de investimento inerentes à ligação de novos clientes e produtores incluindo loteamentos e urbanizações, e que compreendem as obras necessárias à criação de condições na rede para a alimentação dos consumos/receção da energia, e ainda às relacionadas com o cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão com os municípios.

O investimento obrigatório previsto para a rede AT permite a satisfação das novas ligações em AT assim como de ligação de Produtores em Regime Especial (PRE).

No que diz respeito à rede MT, o investimento obrigatório previsto está relacionado com a satisfação das novas ligações MT assim como de reforços, remodelações ou alterações que decorram de ligações MT ou BT.

- *Investimento de Iniciativa da Empresa* – engloba as obras de investimento inerentes à manutenção e melhoria das condições de funcionamento da rede.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

A conjuntura económica implicou uma retração do mercado no início da década, com um decréscimo acentuado do consumo global entre 2011 e 2014, verificando-se uma pequena retoma a partir de 2015. No período 2018-2023, prevê-se para o cenário central de consumos taxas de crescimento positivas, embora pouco expressivas (o estudo da previsão da procura é apresentado no anexo 10). Prevê-se que a energia distribuída anualmente pela RND atinja em 2023 um valor próximo do máximo histórico atingido em 2010 (ver capítulo 5.5.1).

Para fazer face a crescimentos localizados de consumo e adequar os níveis de utilização das instalações mais carregadas, com melhoria da eficiência da rede, é necessária a criação de novas instalações ou o aumento de capacidade das existentes.

Neste âmbito incluem-se os aumentos de capacidade existente, através do aumento de secção dos cabos, construção de novas subestações, o aumento de potência ou a construção de novas infraestruturas, assim como a reconstrução de instalações que se encontram desadaptadas face às exigências técnicas atuais.



Adicionalmente, a melhoria da qualidade de serviço é determinante para a definição dos investimentos necessários na rede, considerando o aumento da resiliência das redes, a redução das assimetrias e a qualidade da onda de tensão.

Acresce, também, o envelhecimento natural dos equipamentos e instalações como fator a considerar na elaboração dos planos de investimento, que deverão incluir as necessidades de renovação dos ativos que, tendo sofrido o natural desgaste causado pelo passar dos anos, já não satisfazem as especificações para que foram concebidos.

Os investimentos são previamente sujeitos a uma análise técnico-económica avaliando, por um lado, o comportamento da rede resultante das solicitações previsíveis no futuro, quer em termos de perdas quer em termos de qualidade de serviço e, por outro, a necessidade de recursos financeiros envolvidos. Complementarmente, é efetuada uma análise de risco e sensibilidade à evolução da procura.

O Investimento Específico a realizar nas redes de distribuição engloba as naturezas Investimento Obrigatório e Investimento de Iniciativa da Empresa, os quais serão analisados em seguida mais pormenorizadamente. Analisa-se, também, o investimento em rede inteligente. Este investimento é uma parcela do investimento específico e encontra-se direcionado para dar resposta aos desafios atuais de concretização de um novo paradigma para o setor elétrico.

Refira-se que o Investimento Obrigatório se mantém nos três cenários de investimento analisados para o PDIRD-E 2018. O Investimento Iniciativa da Empresa varia de acordo com o cenário de investimento.

### **12.1.1 INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO**

A previsão do investimento obrigatório baseava-se anteriormente no registo histórico e em estimativas das ligações a efetuar com a RND e com as redes BT, bem como no número de PTD a instalar, decorrentes do aumento de carga nas redes BT (que por sua vez, determinam o reforço das redes MT a montante). As estimativas do investimento obrigatório nas redes AT (nomeadamente em subestações) eram baseadas não só nos consumos dos clientes AT, MT e BT, mas também na estimativa do número de novas ligações a instalações produtoras.

No entanto, são diversos os fatores potencialmente influentes na variação dos montantes de investimento obrigatório a realizar em cada ano. Entre estes, podem ser referidos fatores relacionados com o estado de desenvolvimento económico (ex: redução da atividade no sector industrial ou da construção civil), alterações de condições locais (ex: implantação de unidade industrial, nova urbanização) que possam determinar a necessidade de alterar a rede já existente, ou até alterações de regulamentação (ex: as condições comerciais de ligação, tratadas no Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico, contêm regras que determinam fortemente os custos de ligação e as suas regras de participação).

A necessidade de melhorar a estimação dos montantes de investimento obrigatório e das participações levaram a EDP Distribuição a contratar uma instituição científica (INESC TEC) para desenvolvimento de um novo modelo de estimação, e que foi inicialmente apresentado

no PDIRD-E 2014 e atualizado para o PDIRD-E 2016. Para o presente PDIRD-E 2018 foi efetuada nova atualização da previsão em função dos dados mais atuais, entretanto verificados, para robustecimento do modelo, tendo os resultados sido considerados nesta proposta de Plano.

A previsão do modelo é baseada num conjunto de regressões lineares, que utilizam, para além dos habituais *inputs* relacionados com a atividade da distribuição, *inputs* macroeconómicos, tais como indicadores de crescimento ou desaceleração da economia, indicadores relativos ao nível de atividade da construção civil, taxa de inflação, índice de preços no consumidor, etc. O modelo revisto inclui, ainda, uma desagregação do investimento obrigatório e das participações por nível de tensão. Daqui resultou uma previsão dos valores para o período 2019-2023.

O investimento obrigatório é igual em todos os cenários de investimento analisados para o PDIRD-E 2018.

Na Figura 12.1 é apresentado o investimento médio anual no período 2016-2018<sup>30</sup> e a evolução esperada no período 2019-2023 do investimento obrigatório na RND (excluindo investimento em equipamento de contagem).

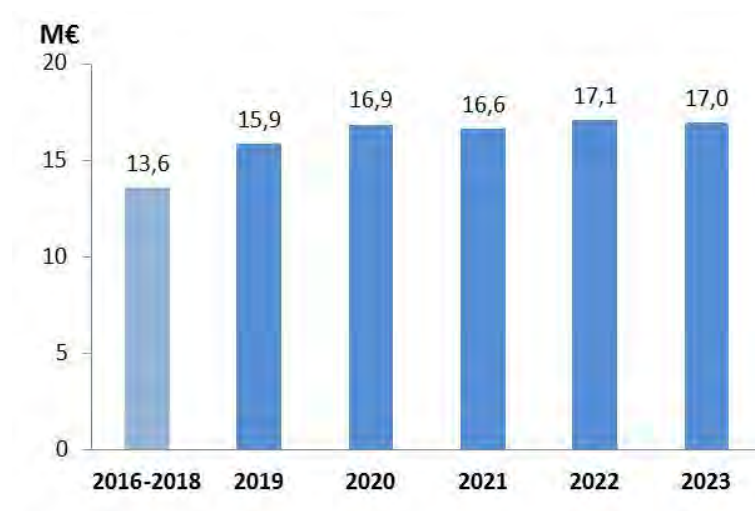


Figura 12.1: Investimento Obrigatório (excluindo equipamento de contagem) realizado e previsto realizar pela EDP Distribuição na RND, 2016-2023

Os resultados obtidos pelo modelo revisto sugerem a existência de uma atividade económica crescente no período deste Plano em relação ao período anterior. Esta evolução encontra-se em linha com as previsões disponíveis à data em que se realizou a atualização do estudo<sup>31</sup>.

Na Figura 12.2 é apresentada a evolução das participações (financeiras e em espécie) no mesmo período.

<sup>30</sup> Com base nos valores verificados em 2016 e 2017 e previstos para 2018.

<sup>31</sup> A atualização do estudo foi realizada em 2018 com base em valores até 2017.

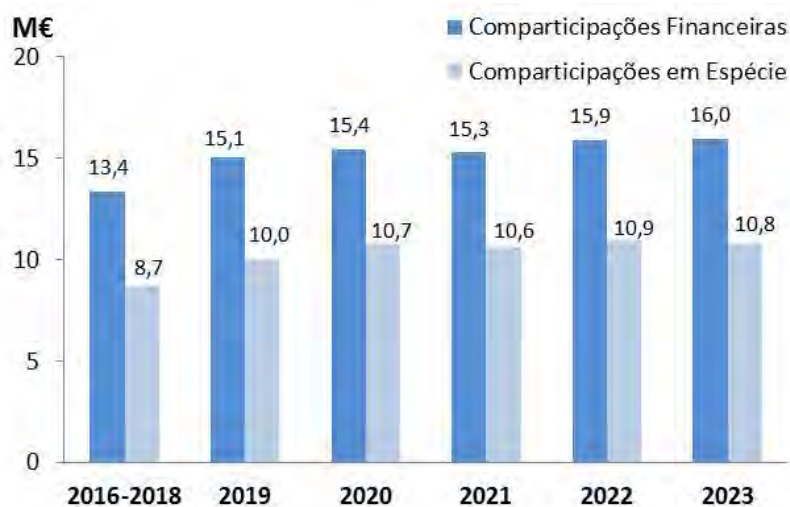


Figura 12.2 Comparticipações financeiras e em espécie, 2016-2023

Os resultados obtidos sugerem uma subida relativamente ao período anterior, incorporando o impacto das alterações regulamentares nas condições comerciais de ligação à rede, tratadas no Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico (RRC), revisto em 2012 e que entrou em vigor em maio de 2013, bem como os valores mais recentes do histórico.

Na Tabela 12.1 apresenta-se o investimento específico obrigatório de realização EDP Distribuição, o CAPEX e os ativos acrescentados à RND, bem como o respetivo financiamento, previstos para o período 2019-2023. Apresenta-se ainda, como referência, o valor médio dos 3 anos anteriores<sup>32</sup>.

 Tabela 12.1 Investimento Específico Obrigatório previsto no período 2019-2023<sup>33</sup>

Investimento Específico Obrigatório (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2019-2023					Total 2019 - 2023
		2019	2020	2021	2022	2023	
<b>Inv. Específico Obrigatório (sem Eq. de Contagem)</b>	<b>13,6</b>	<b>15,9</b>	<b>16,9</b>	<b>16,6</b>	<b>17,1</b>	<b>17,0</b>	<b>83,4</b>
Redes AT	2,3	3,3	3,8	3,9	4,1	4,2	19,4
SE's + Redes MT	11,3	12,5	13,1	12,8	13,0	12,7	64,0
<b>Eq. Contagem AT + MT</b>	<b>1,4</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>6,7</b>
Contadores	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	5,1
Eq. Acessórios	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,6
<b>Inv. Específico Obrigatório EDP Distribuição (1)</b>	<b>14,9</b>	<b>17,2</b>	<b>18,2</b>	<b>18,0</b>	<b>18,4</b>	<b>18,3</b>	<b>90,1</b>
<b>Comp. Financeiras AT + MT (2)</b>	<b>13,4</b>	<b>15,1</b>	<b>15,4</b>	<b>15,3</b>	<b>15,9</b>	<b>16,0</b>	<b>77,7</b>
<b>Comp. Espécie AT + MT (3)</b>	<b>8,7</b>	<b>10,0</b>	<b>10,7</b>	<b>10,6</b>	<b>10,9</b>	<b>10,8</b>	<b>53,2</b>
<b>CAPEX Obrigatório EDP Distribuição (1-2)</b>	<b>1,6</b>	<b>2,1</b>	<b>2,8</b>	<b>2,7</b>	<b>2,5</b>	<b>2,3</b>	<b>12,4</b>
<b>Ativos Acrescentados à Rede (1+3)</b>	<b>23,6</b>	<b>27,2</b>	<b>28,9</b>	<b>28,6</b>	<b>29,4</b>	<b>29,1</b>	<b>143,3</b>

Nota: custos primários

<sup>32</sup> Com base nos valores verificados em 2016 e 2017 e previstos para 2018.

<sup>33</sup> CAPEX EDP Distribuição = Total Realização EDP Distribuição – Comparticipações Financeiras  
Ativos Acrescentados à Rede = Total Realização EDP Distribuição + Comparticipações em Espécie

Após um período de crise económica prevê-se, para o período deste Plano, um aumento das ligações à rede com o crescimento do investimento obrigatório a realizar, bem como um aumento das participações financeiras e em espécie. Apesar de se prever que as necessidades de CAPEX associado ao investimento obrigatório subam ligeiramente face ao valor médio dos últimos 3 anos, estas sofrem um ligeiro decréscimo nos últimos anos do período do PDIRD-E 2018.

Refira-se que os segmentos de consumidores de energia elétrica de alta e média tensão já se encontram totalmente em telecontagem, pelo que os investimentos previstos realizar no âmbito do equipamento de contagem AT+MT resultam, essencialmente, de novas ligações e substituição de equipamentos por avaria ou campanhas de modernização de ativos.

### **12.1.2 INVESTIMENTO DE INICIATIVA DA EMPRESA**

O planeamento das redes de distribuição assegura 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 as boas práticas ambientais. Assegura que a rede satisfaz as exigências regulamentares de variação de tensão e frequência e as restrições técnicas decorrentes da capacidade dos equipamentos e das instalações.

A rede tem que ser capaz de garantir o seu funcionamento dentro dos padrões regulamentares de qualidade de serviço e da eficiência exigida pela Entidade Reguladora. No entanto, estes padrões têm aumentado de exigência, não sendo razoável atingi-los se não existir um incentivo adequado por parte da regulação.

O incentivo para a melhoria da eficiência energética foi incorporado no planeamento da rede considerando investimentos adicionais, com racionalidade económica, que conduzirão a uma rede mais eficiente e com melhor qualidade de serviço, com benefícios para a sociedade.

Na elaboração deste PDIRD-E manteve-se o objetivo de redução das assimetrias entre regiões, com a canalização de investimento para zonas pior servidas e, ainda, o robustecimento de redes em zonas mais expostas a eventos meteorológicos excecionais, com aumento da resiliência da rede.

Adicionalmente, manteve-se a preocupação com a eficiência da rede. Verifica-se que as perdas na RND se encontram atualmente em níveis adequados, não se justificando por isso investimentos adicionais para redução de perdas, mas continuando a considerar-se no Plano alguns investimentos específicos identificados neste âmbito e com justificação técnico-económica.

O Investimento de Iniciativa da Empresa reúne as verbas despendidas na persecução destes objetivos e é dividido em diversos Programas de Investimento, cada um deles com um âmbito específico, e enquadrado num ou mais dos 5 Vetores de Investimento definidos para o Plano: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços. Outros investimentos que não se enquadram total ou

parcialmente nestes vetores são incluídos na rubrica “Outros” (e.g. relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares).

A relação entre os programas e os vetores de investimento considerados para o período 2019-2023 encontra-se discriminada na tabela 4.1 (capítulo 4).

No capítulo 4.1 são descritos os *drivers* para alocação de projetos aos programas de investimento.

### **12.1.2.1 Descrição dos Programas de Investimento**

Segue-se a descrição de cada um dos programas de investimento de iniciativa da empresa, bem como do respetivo âmbito.

#### **Desenvolvimento de Rede**

Este programa abrange os projetos que têm por objetivo atender ao crescimento natural dos consumos e cargas, melhorar a eficiência da rede e cumprir os padrões de segurança e de qualidade de serviço.

Integra os projetos que suportam a expansão da RND. Esses projetos dão resposta a situações em que se identifique uma elevada utilização dos componentes que integram a RND, ou em que essas elevadas utilizações sejam previsíveis a curto ou médio prazo, face ao crescimento de consumos e potências de ponta expectáveis nessas regiões. Também se destinam a melhorar a fiabilidade da rede, a diminuir as perdas técnicas e a garantir o cumprimento dos padrões de segurança para a RND.

Estão aqui incluídos os projetos relacionados com a construção de novos injetores MAT/AT e com a remodelação e a desativação dos existentes, com a ligação de centros eletroprodutores à RND, com a ligação de instalações consumidoras que pela sua dimensão obrigam à construção de uma subestação AT/MT nas suas proximidades, sempre que os projetos não sejam classificados como investimento obrigatório, e outros projetos de dimensão significativa, incluindo estabelecimento de novas subestações, aumentos de potência em subestações existentes, reforços de linhas e remodelações profundas. Inclui-se, também, os projetos de constituição de reserva a grandes blocos de carga.

Os projetos que integram este programa decorrem da comparação do mérito de várias soluções alternativas, quantificando os custos e os benefícios em redução da energia de perdas e da END. Os projetos são hierarquizados pelo seu mérito económico (expresso nas grandezas já referidas no capítulo 2.1.3) e pelo seu mérito técnico (em que se avalia a sua capacidade de resposta aos problemas identificados e que motivaram o seu estudo), presidindo estes critérios à seleção dos que serão implementados e considerando, também, o risco associado à sua não concretização.

### **Aquisição de Terrenos para Subestações**

As dificuldades associadas às tarefas de seleção e aquisição de terrenos destinados à instalação de subestações, as quais tornam esse processo moroso, aconselham ao estabelecimento de procedimentos que permitam antecipar esse processo.

Este programa de investimento tem como objetivo a aquisição atempada de terrenos para as subestações que se preveja poderem vir a ser construídas a médio prazo (2 a 4 anos).

### **Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica**

O programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica integra um conjunto de projetos direcionados para a redução do número e da duração das interrupções de energia elétrica, para a manutenção e melhoria dos indicadores de qualidade de serviço técnica e redução das assimetrias entre regiões.

No âmbito deste programa neste Plano, os projetos foram agrupados em subprogramas com objetivos especificamente orientados para a reserva no abastecimento às sedes de concelho, para a reserva de abastecimento à falha de injetores na cidade de Lisboa, para o aumento da resiliência das redes aéreas e para a melhoria das redes de alimentação a pontos de entrega com pior QST.

No que se refere ao subprograma de Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas e tendo em conta os resultados positivos do projeto-piloto do Louriçal, foi contemplado o alargamento deste subprograma a outros concelhos.

Este programa engloba, ainda, investimentos associados a zonas em que, de forma global, a qualidade de serviço esteja em níveis adequados face às exigências regulamentares, procurando que esta não se degrade.

### **Automação e Telecomando de Rede MT**

Este programa tem como principal objetivo contribuir para a melhoria da QST da RND. Este programa contribui, adicionalmente, para o aumento da flexibilidade de exploração da rede MT.

Integra projetos de instalação de órgãos de corte automatizados e telecomandados em linhas aéreas MT (OCR) e de motorização e telecomando de postos de transformação (PT), os quais são submetidos a uma avaliação económica que permite auxiliar na tomada de decisão de seleção dos projetos analisados.

Estão incluídos neste programa os órgãos de corte automatizados e telecomandados e a motorização e telecomando de PT justificados no âmbito de projetos de investimento associados a outros programas.

Com o alargamento do projeto Inovgrid o telecomando de postos de transformação é realizado com recurso a equipamentos DTC Cell, incluindo-se neste programa o investimento respetivo.

## **Promoção Ambiental**

Os Planos de Promoção de Desenvolvimento Ambiental (PPDA) de iniciativa da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos tiveram início em 2002 e foram extintos por esta Entidade após a conclusão do último programa que decorreu entre 2009-2011.

Reconhecendo a importância de integração das condicionantes ambientais para um desenvolvimento económico e social sustentável, a EDP Distribuição manteve a implementação de iniciativas voluntárias com mérito ambiental.

Neste âmbito, têm vindo a ser implementadas uma série de medidas voluntárias específicas de natureza ambiental inseridas no programa de Promoção Ambiental, com o objetivo de minimizar os impactes ambientais provocados pela atividade de distribuição elétrica.

Está incluído neste programa de investimento o subprograma “Integração Paisagística de Redes Aéreas” que visa o enterramento de linhas aéreas, totalmente amortizadas, localizadas em zonas urbanas e com elevada densidade populacional.

## **Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas**

Este programa inclui dois subprogramas relacionados com a mitigação do risco no operador de infraestruturas críticas no que se refere a:

- Risco Sísmico;
- Balizagem de obstáculos artificiais à navegação aérea.

Após a promulgação do Decreto-Lei n.º 62/2011, de 9 de maio, a Autoridade Nacional de Proteção Civil e o Gabinete Coordenador de Segurança identificaram a EDP Distribuição como operador de Infraestruturas Críticas Nacionais, ficando assim a EDP Distribuição, segundo o artigo 17.º, obrigada a aplicar nessas instalações o disposto no referido decreto-lei, nomeadamente no seu artigo 10.º onde é especificamente referido: (a) - a instalação de meios de deteção, controlo do acesso, proteção e prevenção; (b) - o estabelecimento de procedimentos de alerta e gestão de crises; (c) - a tomada de medidas de controlo e verificação; (d) - a comunicação, sensibilização e formação; (e) - a segurança dos sistemas de informação; e (f) - as medidas de minimização dos danos e impactos e de reposição da normalidade.

Além desta obrigação legal, a Autoridade Nacional de Proteção Civil tem abordado a EDP Distribuição no âmbito da Avaliação Nacional de Risco, onde é realizada a identificação e caracterização dos perigos de génese natural, tecnológica ou mista, suscetíveis de afetar o território nacional, e no âmbito dos Planos Especiais de Emergência de Proteção Civil, no sentido de ser efetuado um esforço de investimento em medidas de mitigação na rede de distribuição, nomeadamente para o risco sísmico.

Por outro lado, através da Circular de Informação Aeronáutica (CIA) de Maio/2003, o Instituto Nacional de Aviação Civil (INAC) expressou um conjunto de recomendações referentes a limitações em altura e balizagem de obstáculos artificiais à navegação aérea e que têm como objetivo reforçar as medidas que permitam evitar ou reduzir os riscos para as aeronaves. Estas

orientações têm vindo a ser implementadas em todos os novos estabelecimentos e remodelações/alterações de ativos de AT/MT.

Em complemento às recomendações em causa entende-se que, nos casos em que a especificidade de alguns vãos de linhas aéreas de AT e MT em que a perceção em voo, por parte do piloto, poderá ser dificultada e impedir a definição de uma trajetória segura do voo, nomeadamente em ações de inspeção de linhas por helicóptero e navegação de aeronaves em apoio ao combate a incêndios, deverão ser adotadas medidas adicionais de sinalização para que a segurança das operações de voo seja melhorada.

Assim, o ORD entende que a instalação da balizagem diurna é um dever, procurando evitar acidentes através da balizagem de linha aéreas.

### **Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo**

O principal objetivo do programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo é melhorar a qualidade de serviço através da diminuição do número e duração dos incidentes, resultante da melhoria do funcionamento dos automatismos e proteções afetos às instalações da RND. Igualmente, a automação e modernização dos sistemas em subestações facilita a operação e condução da rede, bem como a integração de produção independente, e aumenta a eficiência operacional.

Este programa tem duas componentes. A primeira componente está associada à substituição de ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A avaliação da condição destes ativos é efetuada através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade. A segunda componente visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas existentes, consistindo na realização de atualização e modernização de *hardware* e *software* dos SPCC, URTA e sistemas de proteções de linha AT e MT.

Os projetos a incluir neste programa estão alinhados com projetos de renovação e reabilitação de ativos incluídos noutros programas de investimento, por forma a garantir a coordenação de intervenções nas mesmas instalações.

### **Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações**

Este programa assegura a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, nomeadamente a nível disponibilidade (tempo disponível para o operador, máquinas em operação), operacionalidade e eficácia. Permite garantir a adequação tecnológica e promover a sua homogeneização.

Promove a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede, garantindo-se a sua disponibilidade e resiliência em situação crítica ou de regime perturbado. Neste âmbito destaca-se o projeto de telecomunicações, demonstrando a importância que esta infraestrutura tem na EDP Distribuição.

O programa contribui para a diminuição do risco associado à eventual falha nos sistemas de segurança, assegurando que o desempenho dos sistemas se mantém dentro dos respetivos



valores de referência. Contribui, ainda, para o aumento da eficiência operacional da RND, quer pela diminuição do número de intervenções humanas na rede (automação, OCR) quer pela diminuição do tempo de decisão (fruto do maior conhecimento do estado da rede).

Este programa tem ainda previsto o desenvolvimento de funcionalidades avançadas de energia (e.g. estimador de estados e previsão de cargas), alinhadas com o conceito de redes inteligentes e acesso a novos serviços.

### **Redução de Perdas Técnicas AT/MT**

Este programa pretende melhorar os níveis de perdas na RND mantendo, simultaneamente, a racionalidade económica. Incidirá, principalmente, na duplicação de saídas de subestação com maior utilização, estabelecimento de novas subestações e substituição de redes de secção reduzida. Contribuirá, assim, também para a melhoria da qualidade de serviço.

Apesar de os valores globais de perdas na RND estarem em níveis considerados adequados, continuam a justificar-se alguns investimentos específicos neste âmbito, com um benefício em redução de energia de perdas superior ao custo, e que estão incluídos neste Plano.

### **Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT**

Os ativos da rede apesar das ações de manutenção e conservação vão envelhecendo, a sua fiabilidade vai decrescendo e, conseqüentemente, vai aumentando a sua probabilidade de falha. A existência, na rede de distribuição, de ativos com probabilidade de falha superiores ao expectável, leva-nos a considerar a necessidade da sua renovação (substituição ou reabilitação),

Um ativo, independentemente da sua idade, poderá ter índices de indisponibilidade elevados quando comparado com ativos semelhantes. Nesta situação, é possível proceder-se a uma análise económica dos benefícios subjacentes à sua substituição e a intervenção é avaliada no âmbito do programa de Desenvolvimento de Rede.

No entanto, existem ativos com muitos anos de serviço em que é expectável que as suas condições de funcionamento se venham a degradar, caso se mantenham em exploração, constituindo um elemento de risco na operação da RND. Torna-se, pois, necessário promover a renovação de ativos em fim de vida útil.

O programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT visa, através de uma análise criteriosa dos riscos associados e avaliados através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade, mitigar estes riscos e garantir o rejuvenescimento dos ativos da RND.

### **Beneficiações Extraordinárias**

Uma ação de beneficiação extraordinária é motivada pelo desgaste acelerado de determinados componentes constituintes do ativo, visando essa intervenção repor a condição técnica do mesmo no ponto em que a mesma deveria estar, caso não se tivesse registado um

envelhecimento/degradação precoce. A não salvaguarda desta situação poderá levar à perda total do ativo com impactos financeiros relevantes.

Assim, as ações de beneficiação extraordinária são determinantes para garantir a boa condição técnica de determinados ativos de forma duradora, evitando o envelhecimento precoce dos mesmos e, conseqüentemente, assegurando níveis de fiabilidade superiores.

As intervenções a realizar ao abrigo do programa Beneficiações Extraordinárias configuram os seguintes três tipos de investimento:

- Ações previamente definidas e previstas para serem realizadas ao longo do período de vida útil do ativo e que permitem restaurar a condição do mesmo, assegurando que possa cumprir as funções para o qual foi concebido ao longo da sua vida útil (não há aumento da vida útil).
- Ações que permitem restaurar a condição do ativo técnico, assegurando que o mesmo possa cumprir as funções para o qual foi concebido ao longo da sua vida útil. Esta intervenção tem as mesmas características das ações do ponto anterior, mas a sua realização não estava prevista inicialmente.
- Ações que permitem restaurar a condição do ativo, aumentando a sua vida útil ou a sua capacidade (*upgrade*). O aumento de vida útil é determinado em função da avaliação técnica efetuada e adaptada em função das subclasses de imobilizado existentes.

Assim, uma ação de beneficiação extraordinária poderá aumentar ou não a vida útil expectável do ativo intervencionado.

Os projetos de investimento incluídos no programa Beneficiações Extraordinárias dão resposta a estas necessidades.

### **Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível**

O Decreto-Lei n.º 124/2006, de 28 de junho, com a nova redação dada pelo Decreto-Lei n.º 17/09 de 14 de janeiro obriga à criação de redes secundárias de faixas de gestão de combustível (RSFGC), as quais se desenvolvem sobre as linhas de distribuição de energia elétrica (entre outras infraestruturas), identificadas nos Planos Municipais de Defesa da Floresta Contra Incêndios (PMDFCI). Concretizando, no seu art.º 15.º é referido que nos espaços florestais previamente definidos nos planos municipais de defesa da floresta contra incêndios é obrigatório que a entidade responsável pelas linhas de distribuição AT e MT providencie a gestão do combustível numa faixa correspondente à projeção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 10 metros (linhas AT) ou 7 metros (linhas MT), para cada um dos lados.

O programa de investimento Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível destina-se a assegurar a abertura e reposição das faixas de gestão de combustível conforme estabelecido nos referidos Decreto-Lei. Tendo em consideração a especificidade das RSFGC, as mesmas apresentam um ciclo de vida de 4 anos.

## **Ligações aos Operadores de Redes BT**

Este programa<sup>34</sup> visa responder a solicitações de desenvolvimento das redes MT relacionadas com a introdução de novos PT para melhoria da eficiência das redes BT e a remodelação de PS associado a PT existentes.

O volume de investimento previsto resulta da análise das necessidades expectáveis de desenvolvimento da rede MT em resposta à satisfação de necessidades de expansão das redes BT. A identificação dos projetos individuais incluídos no programa é realizada em função de análises realizadas sobre o funcionamento das redes BT, beneficiando a sua implementação da integração entre a função de planeamento das redes BT e da função de planeamento da RND.

Os projetos no âmbito deste programa são selecionados no ano anterior à realização, de entre uma carteira de projetos previamente identificados e de acordo com as necessidades correntes. Como tal, tendo por base as obras realizadas em anos anteriores, reservou-se uma verba global para dar cobertura às situações que venham a surgir durante o período e que se enquadrem nos objetivos do programa.

Foi ainda considerada uma verba neste programa para remodelação de PS associados a PT existentes, com necessidade de renovação do ativo.<sup>35</sup>

## **Programa de Investimento Corrente Urgente**

Trata-se de um programa que visa dar resposta a problemas que venham a ser identificados nas redes que, pela sua natureza, exigem uma solução urgente, como por exemplo, incidentes que põem em causa a segurança ou o fornecimento de energia elétrica e cuja solução definitiva obriga a novos investimentos.

Devido às características deste programa, os projetos a realizar não podem ser definidos com antecedência. Assim, reservou-se uma verba global para dar cobertura às situações que venham a surgir durante o período e que se enquadrem nos objetivos do programa.

## **Investimento Inovador**

Este programa tem como principal objetivo contribuir para a evolução da rede para uma rede inteligente.

No Investimento Inovador são incluídos projetos classificados como tendo um risco tecnológico ou aplicativo elevado (esse risco pode derivar de ser uma tecnologia nova, ou por serem projetos não utilizados anteriormente na atividade corrente da EDP Distribuição) e

---

<sup>34</sup> O nome deste programa foi alterado neste PDIRD-E, correspondendo ao programa “Ligações de PT” dos PDIRD-E anterior.

<sup>35</sup> Em resultado da desagregação por nível de tensão das componentes do ativo Posto de Transformação, correspondendo o PS ao nível de tensão MT

que impliquem uma redução dos custos ou investimento evitado devido à sua aplicação (tendo por isso uma racionalidade económica associada).

Foram definidas 3 áreas de investimento e assim classificados os projetos: a) componentes avançados; b) monitorização e sensorização da rede; c) inteligência e gestão ativa e integrada da rede.

Na alocação de recursos neste Plano, a investimentos do tipo inovador, procurou-se garantir a escolha de projetos com um potencial de realização elevado e selecionar projetos com elevados ganhos de eficiência.

Assim, os projetos integrados no programa Investimento Inovador são essencialmente projetos-piloto que, após o teste da sua prova de conceito, poderão vir a ser incluídos noutros programas genéricos de investimento quando em fase de implementação generalizada (*roll-out*).

No âmbito deste programa destaca-se o projeto “Instalação de DTC em postos de transformação”, pela sua elevada relevância para a EDP Distribuição no âmbito das redes inteligentes.

#### **12.1.2.2 Natureza do Investimento de Iniciativa da Empresa**

Os investimentos de iniciativa da empresa têm presente os objetivos definidos para os 5 vetores de investimento considerados no Plano, conforme descrito no capítulo 4.1.1.

As decisões de investimento têm sempre subjacente o princípio de racionalização técnica e económica das soluções a implementar, adotando-se para o efeito critérios de fiabilidade e de rentabilidade em função do nível de perdas e de qualidade de serviço e das condições de fornecimento da energia elétrica.

A verba contemplada nos programas de investimento de iniciativa da empresa, em cada um dos três cenários de investimento analisados para esta proposta de PDIRD-E 2018, é apresentada nas tabelas seguintes.

- Cenário 2 (proposto) – cenário intermédio de investimento**

Tabela 12.2 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2019-2023, por Programa de Investimento (Cenário 2 - proposto)

Programas de Investimento (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2019-2023					Total 2019-2023
		2019	2020	2021	2022	2023	
Desenvolvimento de Rede	9,6	6,2	6,0	5,0	5,0	5,0	27,2
Aquisição de Terrenos para Subestações	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3,0
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	10,6	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	57,5
Automação e Telecomando da Rede MT	6,8	7,0	3,5	3,5	3,5	3,5	21,0
Promoção Ambiental	2,5	3,3	2,3	2,3	2,3	2,3	12,5
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,5
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	6,7	7,0	6,3	6,3	6,3	6,3	32,2
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	4,3	5,3	4,9	4,4	1,4	1,4	17,4
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	2,4	1,0	1,0	1,5	1,0	1,0	5,5
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	11,4	10,2	17,5	17,5	17,5	17,5	80,2
Beneficiações Extraordinárias	1,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	5,0
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	2,4	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	17,5
Ligações aos Operadores de Redes BT	2,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	17,7
Programa de Investimento Corrente Urgente	10,9	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	28,0
Investimento Inovador	6,0	4,8	6,2	6,2	6,2	6,2	29,6
<b>TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa</b>	<b>78,1</b>	<b>71,0</b>	<b>73,9</b>	<b>72,9</b>	<b>69,4</b>	<b>69,4</b>	<b>356,7</b>

Nota: custos primários

- Cenário 1 – cenário de menor investimento**

Tabela 12.3 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2019-2023, por Programa de Investimento (Cenário 1)

Programas de Investimento (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2019-2023					Total 2019-2023
		2019	2020	2021	2022	2023	
Desenvolvimento de Rede	9,6	6,2	6,0	5,0	5,0	5,0	27,2
Aquisição de Terrenos para Subestações	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3,0
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	10,6	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	57,5
Automação e Telecomando da Rede MT	6,8	7,0	3,5	3,5	3,5	3,5	21,0
Promoção Ambiental	2,5	3,3	1,3	1,3	1,3	1,3	8,5
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,5
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	6,7	7,0	3,5	3,5	3,5	3,5	21,0
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	4,3	5,3	4,9	4,4	1,4	1,4	17,4
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	2,4	1,0	1,0	1,5	1,0	1,0	5,5
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	11,4	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	51,0
Beneficiações Extraordinárias	1,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	5,0
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	2,4	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	17,5
Ligações aos Operadores de Redes BT	2,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	17,7
Programa de Investimento Corrente Urgente	10,9	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	28,0
Investimento Inovador	6,0	3,8	5,2	5,2	5,2	5,2	24,6
<b>TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa</b>	<b>78,1</b>	<b>70,0</b>	<b>61,8</b>	<b>60,8</b>	<b>57,3</b>	<b>57,3</b>	<b>307,3</b>

Nota: custos primários

- **Cenário 3 – cenário de maior investimento**

Tabela 12.4 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2019-2023, por Programa de Investimento (Cenário 3)

Programas de Investimento (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2019-2023					Total 2019-2023
		2019	2020	2021	2022	2023	
Desenvolvimento de Rede	9,6	6,2	6,0	5,0	5,0	5,0	27,2
Aquisição de Terrenos para Subestações	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3,0
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	10,6	11,5	15,8	15,8	15,8	15,8	74,7
Automação e Telecomando da Rede MT	6,8	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	35,0
Promoção Ambiental	2,5	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	16,5
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,5
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	6,7	7,0	6,3	6,3	6,3	6,3	32,2
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	4,3	5,3	4,9	5,4	7,4	7,4	30,4
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	2,4	1,0	1,0	1,5	1,0	1,0	5,5
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	11,4	10,2	17,5	17,5	17,5	17,5	80,2
Beneficiações Extraordinárias	1,7	1,0	1,7	1,7	1,7	1,7	7,8
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	2,4	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	17,5
Ligações aos Operadores de Redes BT	2,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	17,7
Programa de Investimento Corrente Urgente	10,9	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	28,0
Investimento Inovador	6,0	8,6	11,9	11,9	11,9	11,9	56,1
<b>TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa</b>	<b>78,1</b>	<b>74,8</b>	<b>89,1</b>	<b>89,1</b>	<b>90,6</b>	<b>90,6</b>	<b>434,3</b>

Nota: custos primários

Os três cenários estudados apresentam variações de investimento nos diferentes anos do período deste Plano. Relativamente ao ano de 2019 (primeiro ano do Plano) procurou-se manter os valores de investimento na proposta final do PDIRD-E 2016, para acautelar a continuidade dos projetos que vêm do período anterior e acomodar a janela temporal apropriada para a aprovação deste novo PDIRD-E.

A diferença entre os cenários de investimento prende-se, essencialmente, com variações do investimento nos programas mais diretamente relacionados com o vetor Qualidade de Serviço Técnica, nomeadamente os programas Melhoria da Qualidade Serviço Técnica, Automação e Telecomando da Rede MT, Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT.

A crescente preocupação com o envelhecimento e degradação dos ativos da rede levou a um reforço nos cenários de maior investimento nos programas mais relacionados com esta componente, nomeadamente, os programas Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT. Estes investimentos deverão contribuir, a médio/longo prazo, para assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço.

No programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações é contemplado, no cenário 3 de investimento, o arranque da Fase 2 do projeto de Telecomunicações – Rede de Acesso.

Para além das diferenças naquele vetor, verifica-se ainda uma variação no vetor Acesso a Novos Serviços, relacionada com alterações no Investimento Inovador conforme o cenário de investimento e para todo o período do Plano.

Nos outros investimentos, verifica-se que o programa Beneficiações Extraordinárias tem mais investimento no cenário 3. No programa Promoção Ambiental, o subprograma Integração Paisagística de Redes Aéreas não foi considerado no cenário 1 de investimento no período 2020-2023.

Neste Plano, propõe-se a adoção do cenário 2 de investimento, conforme descrito e fundamentado no capítulo 4.1.3.2.

### 12.1.2.3 Investimento em Rede Inteligente

Conforme descrito no capítulo 4.2, define-se o conceito de rede inteligente como «*uma rede elétrica capaz de integrar de forma eficiente o comportamento e as ações de todos os utilizadores a ela ligados – produtores, consumidores e aqueles que desempenham ambos os papéis – contribuindo para um sistema elétrico económico e sustentável, com baixas perdas e elevados níveis de qualidade de serviço, segurança no abastecimento e segurança de pessoas e bens.*»<sup>36</sup>

Adicionalmente, e centrando-se mais no tipo de componentes que caracterizam uma rede inteligente, define-se também este conceito como a aplicação generalizada de tecnologias digitais de captura, comunicação e processamento de informação, como forma de tornar a rede mais flexível, resiliente e adaptável aos cenários de operação muito dinâmicos que resultam da proliferação de recursos distribuídos.

Em linha com estas ideias, a EDP Distribuição acredita que a concretização gradual do paradigma das redes inteligentes constituiu a resposta mais adequada aos desafios atuais do setor. Esta visão da EDP Distribuição é hoje amplamente partilhada, não apenas pelas empresas congéneres, mas também pela generalidade das instituições académicas e de investigação, reguladores e outras entidades oficiais, como por exemplo a Comissão Europeia ou Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE).

Considera-se que contribuem para esse paradigma genericamente os investimentos que se enquadram nas seguintes quatro categorias:

- a) Sensorização e Monitorização
- b) Automação e Telegestão
- c) Telecomunicações e Cibersegurança
- d) Automação do Processamento e Análise de Dados

O montante global previsto para o conjunto dos programas de investimento existentes no Plano que contribuem para estas categorias (e que são os programas Automação e Telecomando da Rede MT, Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações, Investimento Inovador) corresponde ao investimento considerado em rede inteligente no

---

<sup>36</sup> CEER status review of regulatory approaches to smart electricity grids, Ref: C11-EQS-45-04, 6 July 2011 (tradução livre)

período 2019-2023. Nas tabelas seguintes apresenta-se a distribuição de investimento em rede inteligente nos três cenários de investimento analisados (custos primários):

Tabela 12.5. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 2 (proposto)

Programa	2019	2020	2021-2023	Total 2019-2023
Automação e Telecomando da Rede MT	7,0	3,5	10,5	21,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	7,0	6,3	18,9	32,2
Sist. Int. de Supervisão Oper. e Telecomunicações	5,3	4,9	7,2	17,4
Investimento Inovador	4,8	6,2	18,6	29,6
<b>Total Investimento Rede Inteligente</b>	<b>24,1</b>	<b>20,9</b>	<b>55,2</b>	<b>100,2</b>

Tabela 12.6. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 1

Programa	2019	2020	2021-2023	Total 2019-2023
Automação e Telecomando da Rede MT	7,0	3,5	10,5	21,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	7,0	3,5	10,5	21,0
Sist. Int. de Supervisão Oper. e Telecomunicações	5,3	4,9	7,2	17,4
Investimento Inovador	3,8	5,2	15,6	24,6
<b>Total Investimento Rede Inteligente</b>	<b>23,1</b>	<b>17,1</b>	<b>43,8</b>	<b>84,0</b>

Tabela 12.7. Investimento em rede inteligente (M€) – cenário 3

Programa	2019	2020	2021-2023	Total 2019-2023
Automação e Telecomando da Rede MT	7,0	7,0	21,0	35,0
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	7,0	6,3	18,9	32,2
Sist. Int. de Supervisão Oper. e Telecomunicações	5,3	4,9	20,2	30,4
Investimento Inovador	8,6	11,9	35,7	56,1
<b>Total Investimento Rede Inteligente</b>	<b>27,9</b>	<b>30,1</b>	<b>95,8</b>	<b>153,7</b>

As diferenças de valores entre cenários resultam de variações em todos os programas de investimento considerados como investimento em rede inteligente.

No cenário de investimento proposto neste Plano (cenário 2), o investimento previsto em rede inteligente no período 2019-2023 é de 100,2M€.

## 12.2 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

O investimento não específico aqui referido deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

Este investimento é composto essencialmente por sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos, sendo os principais objetivos referidos no capítulo 4.3.



O valor considerado para o PDIRD diz respeito aos investimentos a realizar na RND e resulta da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT<sup>37</sup>.

O conjunto de intervenções consideradas no investimento não específico, para a rede de AT e MT, no período 2019-2023, corresponde a um investimento global de cerca de 55,6M€.

## 12.3 PLANO DE INVESTIMENTO 2019-2023

Neste ponto apresenta-se o resumo dos investimentos totais contemplados no Plano, bem como outros indicadores, para o cenário de investimento escolhido desta proposta de PDIRD-E 2018 (cenário 2).

O Plano de Investimento na Rede de Distribuição proposto para 2019-2023 resulta do somatório do investimento específico e do investimento não específico atrás descritos, considerando o cenário 2 de investimento (descrito e fundamentado no capítulo 4.1.3.2), acrescido dos encargos totais.

### Investimento Específico

Os desenvolvimentos do planeamento de rede, orientados pela estratégia e objetivos definidos pela empresa, concretizam-se no conjunto de desenvolvimentos técnicos e financeiros vertidos para o Plano 2019-2023.

O investimento específico resulta da agregação das duas componentes já analisadas neste âmbito, o Investimento Obrigatório e o Investimento de Iniciativa da Empresa.

Na Tabela 12.8 apresenta-se a distribuição de verbas por natureza de obra e por nível de tensão para o investimento específico no período do Plano, para o cenário proposto (cenário 2), a qual permite inferir o valor dos ativos acrescentados à rede em cada ano, bem como o valor do CAPEX associado, incluindo-se o valor médio dos 3 últimos anos como referência.

Conforme referido anteriormente, os ativos acrescentados à rede incluem as participações em espécie associadas ao Investimento Obrigatório.

---

<sup>37</sup> Uma vez que este tipo de investimento é transversal às redes de AT, MT e BT, é utilizada uma chave de repartição para atribuição do investimento por nível de tensão. Esta chave é divulgada anualmente no relatório das contas reguladas reais preparado pela EDP Distribuição para a ERSE, está suportada nos parâmetros definidos de acordo com a repartição das atividades dos recursos humanos por cada um dos níveis de tensão (AT – 14,851%, MT – 35,942% e BT – 49,207%).

Tabela 12.8: Plano de Investimentos nas redes de distribuição para 2019-2023 (cenário 2 - proposto)

Investimento por Natureza de Obra (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2019-2023					Total 2019 - 2023
		2019	2020	2021	2022	2023	
<b>Investimento Obrigatório</b>	<b>14,9</b>	<b>17,2</b>	<b>18,2</b>	<b>18,0</b>	<b>18,4</b>	<b>18,3</b>	<b>90,1</b>
AT	2,3	3,3	3,8	3,9	4,1	4,2	19,4
MT	12,7	13,9	14,4	14,1	14,3	14,1	70,7
<b>Investimento Iniciativa da Empresa</b>	<b>78,1</b>	<b>71,0</b>	<b>73,9</b>	<b>72,9</b>	<b>69,4</b>	<b>69,4</b>	<b>356,7</b>
AT	10,7	8,5	8,9	8,8	8,1	8,1	42,4
MT	67,4	62,5	65,1	64,1	61,3	61,3	314,4
<b>Total Realização EDP Distribuição (1)</b>	<b>93,0</b>	<b>88,2</b>	<b>92,1</b>	<b>90,9</b>	<b>87,9</b>	<b>87,7</b>	<b>446,8</b>
<b>Comp. Financeiras AT + MT (2)</b>	<b>13,4</b>	<b>15,1</b>	<b>15,4</b>	<b>15,3</b>	<b>15,9</b>	<b>16,0</b>	<b>77,7</b>
AT	4,7	4,8	4,5	4,7	5,2	5,6	24,7
MT	8,7	10,3	10,9	10,6	10,7	10,4	52,9
<b>Comp. Espécie AT + MT (3)</b>	<b>8,7</b>	<b>10,0</b>	<b>10,7</b>	<b>10,6</b>	<b>10,9</b>	<b>10,8</b>	<b>53,2</b>
AT	1,3	2,6	3,0	3,0	3,2	3,3	15,1
MT	7,4	7,4	7,8	7,6	7,7	7,6	38,0
<b>CAPEX Específico EDP Distribuição (1-2)</b>	<b>79,6</b>	<b>73,2</b>	<b>76,7</b>	<b>75,6</b>	<b>72,0</b>	<b>71,8</b>	<b>369,2</b>
<b>Ativos Acrescentados à Rede (1+3)</b>	<b>101,7</b>	<b>98,3</b>	<b>102,9</b>	<b>101,5</b>	<b>98,8</b>	<b>98,6</b>	<b>500,0</b>

Nota: custos primários

Prevê-se, nesta proposta de PDIRD-E 2018, um nível de investimento da ordem da média dos últimos 3 anos, com um ligeiro decréscimo, o que se traduz em valores de CAPEX médios anuais de 74,9M€ em 2019-2020 e 73,1M€ em 2021-2023 (Figura 12.3).

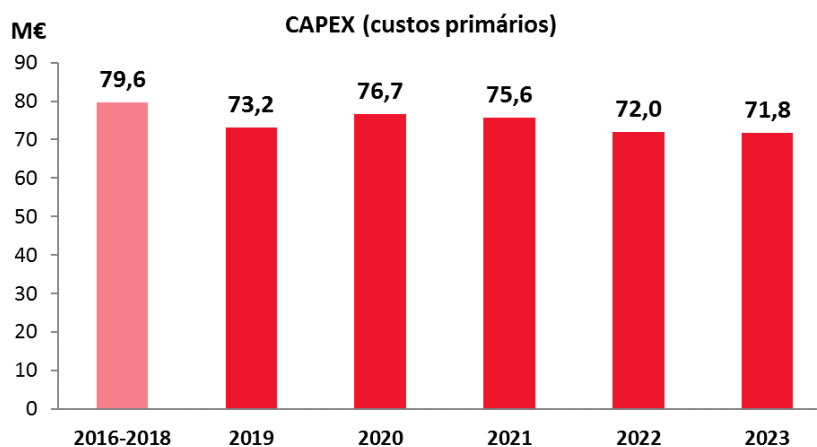


Figura 12.3 Evolução do investimento médio na RND no período 2016-2018 e previsão do investimento anual a realizar no período 2019-2023 (cenário 2 - proposto)

Por outro lado, o peso do investimento específico na energia distribuída traduz-se na passagem para valores de médios anuais de 1,6M€/TWh em 2019-2020 e, o mesmo valor, em 2021-2023 (Figura 12.4).

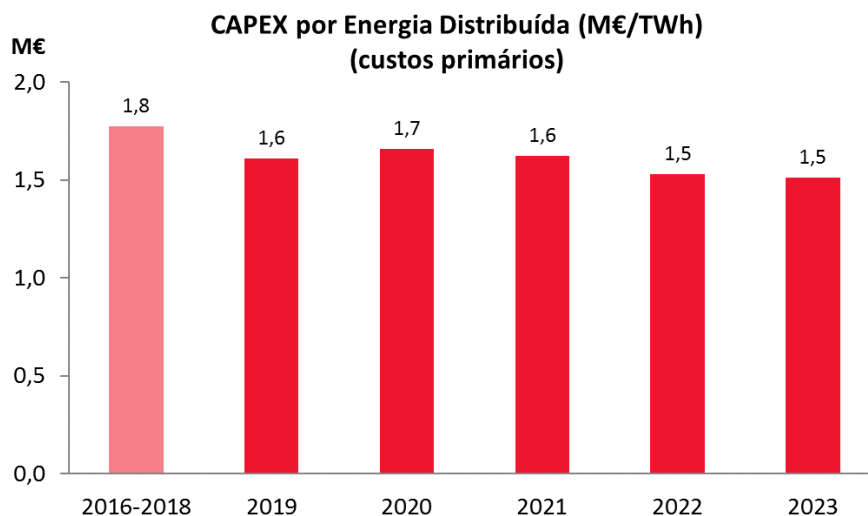


Figura 12.4 Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2016-2018 e previsão do investimento anual por TWh a realizar no período 2019-2023 (cenário 2 - proposto)

Analisando o investimento previsto por vetor de investimento, no cenário proposto comparativamente aos três anos anteriores (Figura 12.5), verifica-se uma redução no vetor Qualidade de Serviço Técnica no período 2019-2023. Tal deverá refletir-se numa degradação da qualidade de serviço global esperada (incremento de 3,5min. no indicador global SAIDI MT para um NC=50%), mantendo os objetivos de redução de assimetrias por zona, melhorando as zonas pior servidas mas com risco de degradação nas melhores, e aumento da resiliência da rede. Prevê-se, também, a manutenção da qualidade de serviço técnica dentro da zona de incentivos.

Apesar da redução prevista do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, manteve-se a preocupação de garantir um investimento em renovação e reabilitação de ativos considerado adequado para as necessidades identificadas neste âmbito, por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço a médio/longo prazo.

Por outro lado, o crescimento esperado dos consumos e das cargas conduziu a um incremento do investimento previsto no vetor Segurança de Abastecimento, mais acentuado no período 2021-2023. Neste vetor o investimento proposto encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede.

O vetor Eficiência da Rede apresenta uma redução do investimento relativamente aos anos anteriores, justificada pelo facto de as perdas técnicas na RND se encontrarem atualmente em níveis adequados, não se justificando, por isso, investimentos adicionais para redução de perdas. Neste vetor o investimento proposto encontra-se no nível mínimo face às necessidades da rede.

No caso do vetor Eficiência Operacional, prevê-se níveis de investimento estáveis ao longo do período deste PDIRD-E, contribuindo para a diminuição dos custos operacionais. O valor médio mais elevado no período anterior (2016-2018) é influenciado pela verba prevista para o robustecimento das redes afetadas por ocorrências relacionadas com os incêndios florestais de 2017.

Ainda no vetor Eficiência Operacional, e tendo em conta o nível de investimento previsto no cenário proposto, avaliou-se se o montante de investimento que está a ser alocado a este vetor é compatível com a eficiência projetada. A conclusão é positiva, já que para justificar este nível de investimento (57,7M€ no período 2019-2023), bastaria que a base de custos AT/MT decrescesse cerca de 0,7%/ano nos anos de investimento do PDIRD, e que esta eficiência se mantivesse durante a vida do investimento. Uma vez que este valor é inferior aos 2,0% atuais de referência, considera-se que o valor de investimento afeto àquele vetor é adequado. Adicionalmente, será continuado o esforço de redução de custos operacionais por outras vias não diretamente suportadas em investimento, como por exemplo a revisão de processos e a otimização de recursos afetos à operação e manutenção.

O vetor Acesso a Novos Serviços mantém um valor sensivelmente constante ao longo do período analisado, sendo essencialmente influenciado pelo Investimento Inovador. Com o investimento neste vetor, procura-se obter benefícios na disponibilização de informação e facilitar o aparecimento de novos serviços para o mercado e para os consumidores, tendo em vista o desenvolvimento de uma rede cada vez mais *smart* (ver capítulo 4.1.6).

Existem, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nos 5 vetores de investimento definidos, sendo incluídos na rúbrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Investimento Obrigatório – só equipamento de contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

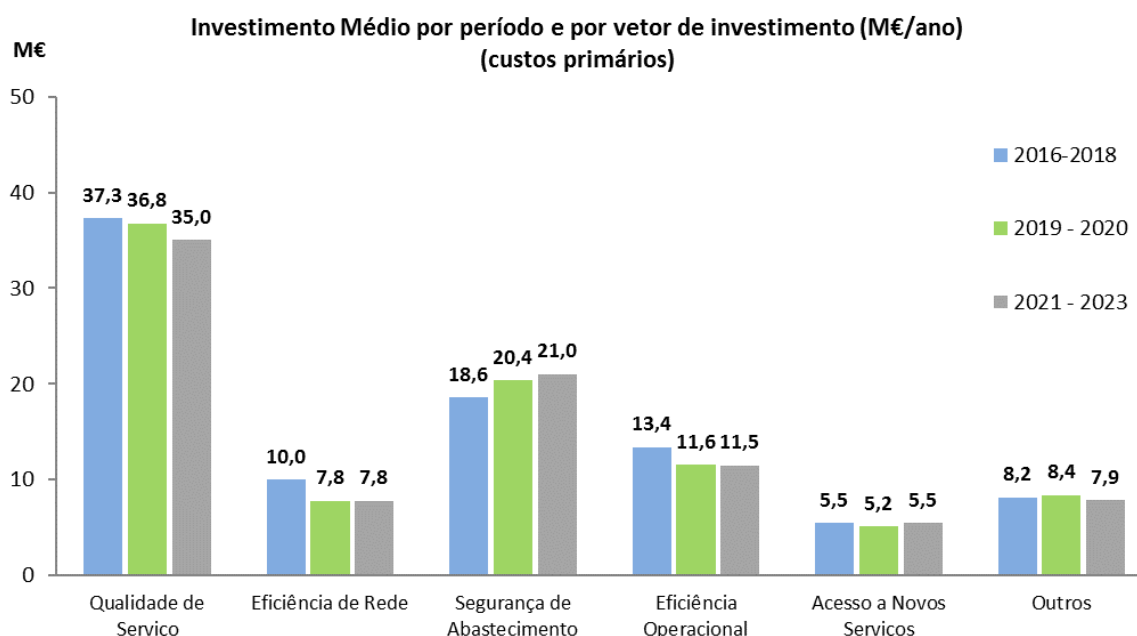


Figura 12.5 Investimento médio por período e por vetor de investimento (cenário 2 - proposto)

Considera-se, desta forma, que o investimento específico nas redes de distribuição, previsto nesta proposta de PDIRD-E 2018, dá uma resposta adequada:

- Às necessidades em segurança de abastecimento de acordo com a evolução da procura prevista;
- À evolução da qualidade de serviço técnica e à redução de assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhor servidas;
- À manutenção da qualidade de serviço técnica dentro da zona de incentivos;
- Às necessidades de renovação dos ativos da rede por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço;
- À manutenção das perdas na rede em níveis adequados;
- À melhoria da eficiência na operação da RND;
- Ao desenvolvimento de condições que permitam facilitar aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços, procurando o desenvolvimento de uma rede mais inteligente;

e com um nível de risco global considerado tolerável.

### Investimento Não Específico

O investimento não específico contemplado no Plano resulta da agregação dos investimentos referentes às rubricas de sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos, repartidos pelos níveis de tensão AT e MT.

Os valores considerados para a rede de AT e MT (e de acordo com a chave de repartição referida no capítulo 12.2.2) contemplados neste Plano para 2019-2023, distribuem-se anualmente da seguinte forma:

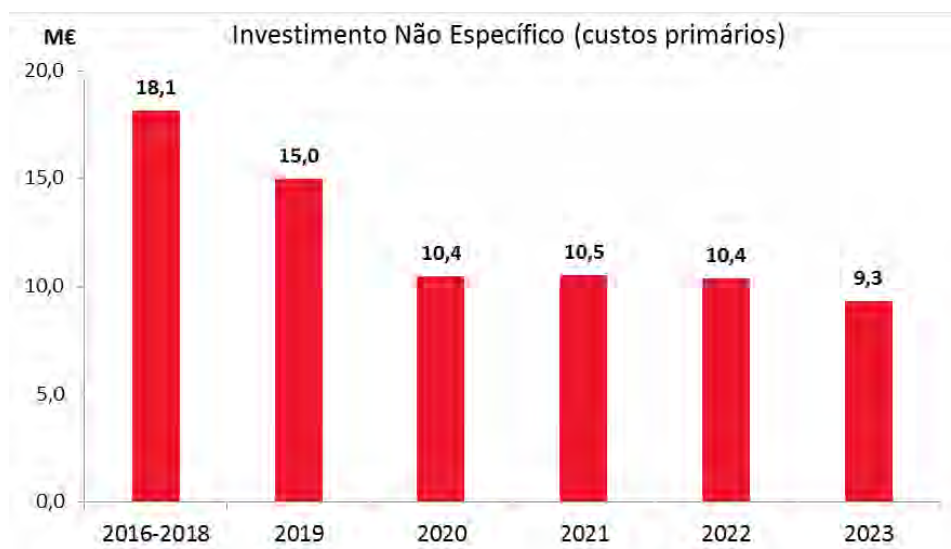


Figura 12.6: Investimento não específico a custos primários (M€)

Os valores médios anuais considerados no período anterior (2016-2018) correspondem a 18,1M€, estimando-se uma redução dos valores médios anuais para cerca de 11,1M€ no presente Plano 2019-2023.

O forte investimento não específico no período 2016-2018 deve-se ao maior esforço de investimento em sistemas informáticos. Decorre da dinâmica do setor elétrico, em toda a Europa, a necessidade dos ORD se adaptarem à nova realidade, fazendo uma transição gradual para as redes inteligentes o que implica um forte investimento em sistemas. Após esse período com a implementação de projetos, como os suprarreferidos no ponto de sistemas informáticos, prevê-se uma redução deste tipo de investimento.

### Investimento Total

Considerando o investimento específico e o investimento não específico a custos primários, adicionados dos encargos diretos, encargos transversais e encargos financeiros, resulta o investimento total do Plano a custos totais.

Para o Plano 2019-2023, integrando a rede de AT e MT, apresentam-se na Tabela 12.9 os valores totais de investimento para o cenário proposto para este PDIRD-E 2018:

Tabela 12.9 Investimento Total a custos totais (M€) – cenário 2 (proposto)

Valores em milhões de euros	Média Anual	PDIRD 2019-23					Total
	2016-2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
<b>Investimento Custos Primários</b>	<b>111,1</b>	<b>103,2</b>	<b>102,6</b>	<b>101,4</b>	<b>98,2</b>	<b>97,0</b>	<b>502,5</b>
Investimento Específico	93,0	88,2	92,1	90,9	87,9	87,7	446,8
Investimento Não Específico	18,1	15,0	10,4	10,5	10,4	9,3	55,6
<b>Encargos Diretos</b>	<b>46,3</b>	<b>40,9</b>	<b>42,2</b>	<b>40,9</b>	<b>39,3</b>	<b>38,3</b>	<b>201,5</b>
Investimento Específico	42,0	36,7	39,6	38,3	36,8	36,1	187,5
Investimento Não Específico	4,3	4,1	2,6	2,6	2,5	2,2	14,0
<b>Encargos Transversais</b>	<b>6,7</b>	<b>5,9</b>	<b>6,1</b>	<b>5,9</b>	<b>5,7</b>	<b>5,5</b>	<b>29,0</b>
Investimento Específico	6,0	5,3	5,7	5,5	5,3	5,2	27,0
Investimento Não Específico	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	0,3	2,0
<b>Encargos Financeiros</b>	<b>3,9</b>	<b>2,4</b>	<b>2,4</b>	<b>2,3</b>	<b>2,2</b>	<b>2,1</b>	<b>11,5</b>
Investimento Específico	3,4	2,0	2,1	2,0	1,9	1,9	10,0
Investimento Não Específico	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	1,4
<b>Investimento Custos Totais</b>	<b>168,0</b>	<b>152,4</b>	<b>153,2</b>	<b>150,5</b>	<b>145,4</b>	<b>143,0</b>	<b>744,5</b>
Investimento Específico	144,4	132,2	139,5	136,8	131,9	130,9	671,4
Investimento Não Específico	23,6	20,2	13,7	13,7	13,5	12,1	73,1

Na Tabela 12.10 apresentam-se os valores totais (investimento e CAPEX), para o cenário proposto, por natureza e nível de tensão:

Tabela 12.10 Investimento Total por natureza e nível de tensão a custos totais (M€) – cenário 2 (proposto)

Investimento por Natureza (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2019-2023					
		2019	2020	2021	2022	2023	Total 2019 - 2023
<b>Investimento Obrigatório</b>	<b>14,9</b>	<b>17,2</b>	<b>18,2</b>	<b>18,0</b>	<b>18,4</b>	<b>18,3</b>	<b>90,1</b>
AT	2,3	3,3	3,8	3,9	4,1	4,2	19,4
MT	12,7	13,9	14,4	14,1	14,3	14,1	70,7
<b>Investimento Iniciativa da Empresa</b>	<b>78,1</b>	<b>71,0</b>	<b>73,9</b>	<b>72,9</b>	<b>69,4</b>	<b>69,4</b>	<b>356,7</b>
AT	10,7	8,5	8,9	8,8	8,1	8,1	42,4
MT	67,4	62,5	65,1	64,1	61,3	61,3	314,4
<b>Total Realização Inv. Específico (1)</b>	<b>93,0</b>	<b>88,2</b>	<b>92,1</b>	<b>90,9</b>	<b>87,9</b>	<b>87,7</b>	<b>446,8</b>
<b>Comp. Financeiras AT + MT (2)</b>	<b>13,4</b>	<b>15,1</b>	<b>15,4</b>	<b>15,3</b>	<b>15,9</b>	<b>16,0</b>	<b>77,7</b>
AT	4,7	4,8	4,5	4,7	5,2	5,6	24,7
MT	8,7	10,3	10,9	10,6	10,7	10,4	52,9
<b>Comp. Espécie AT + MT (3)</b>	<b>8,7</b>	<b>10,0</b>	<b>10,7</b>	<b>10,6</b>	<b>10,9</b>	<b>10,8</b>	<b>53,2</b>
AT	1,3	2,6	3,0	3,0	3,2	3,3	15,1
MT	7,4	7,4	7,8	7,6	7,7	7,6	38,0
<b>CAPEX Inv. Específico (1-2)</b>	<b>79,6</b>	<b>73,2</b>	<b>76,7</b>	<b>75,6</b>	<b>72,0</b>	<b>71,8</b>	<b>369,2</b>
<b>Ativos Acrescentados à Rede (1+3)</b>	<b>101,7</b>	<b>98,3</b>	<b>102,9</b>	<b>101,5</b>	<b>98,8</b>	<b>98,6</b>	<b>500,0</b>
<b>Investimento Não Específico (4)</b>	<b>18,1</b>	<b>15,0</b>	<b>10,4</b>	<b>10,5</b>	<b>10,4</b>	<b>9,3</b>	<b>55,6</b>
AT	5,3	4,4	3,1	3,1	3,0	2,7	16,3
MT	12,8	10,6	7,4	7,4	7,3	6,6	39,4
<b>CAPEX Total (custos primários) (1-2+4)</b>	<b>97,7</b>	<b>88,1</b>	<b>87,1</b>	<b>86,1</b>	<b>82,3</b>	<b>81,1</b>	<b>424,8</b>
<b>Encargos Directos (5)</b>	<b>46,3</b>	<b>40,9</b>	<b>42,2</b>	<b>40,9</b>	<b>39,3</b>	<b>38,3</b>	<b>201,5</b>
AT	7,9	6,8	7,0	6,9	6,6	6,5	33,7
MT	38,4	34,1	35,2	34,0	32,7	31,8	167,8
<b>Encargos Transversais (6)</b>	<b>6,7</b>	<b>5,9</b>	<b>6,1</b>	<b>5,9</b>	<b>5,7</b>	<b>5,5</b>	<b>29,0</b>
AT	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	4,9
MT	5,5	4,9	5,1	4,9	4,7	4,6	24,2
<b>Encargos Financeiros (7)</b>	<b>3,9</b>	<b>2,4</b>	<b>2,4</b>	<b>2,3</b>	<b>2,2</b>	<b>2,1</b>	<b>11,5</b>
AT	1,2	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	3,9
MT	2,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	7,6
<b>Encargos Totais (5+6+7)</b>	<b>56,9</b>	<b>49,2</b>	<b>50,7</b>	<b>49,1</b>	<b>47,2</b>	<b>46,0</b>	<b>242,0</b>
<b>CAPEX Total AT</b>	<b>23,9</b>	<b>20,0</b>	<b>20,0</b>	<b>19,7</b>	<b>18,4</b>	<b>17,7</b>	<b>95,7</b>
<b>CAPEX Total MT</b>	<b>130,8</b>	<b>117,4</b>	<b>117,8</b>	<b>115,5</b>	<b>111,1</b>	<b>109,4</b>	<b>571,1</b>
<b>CAPEX Total (custos totais) (1-2+4+5+6+7)</b>	<b>154,7</b>	<b>137,3</b>	<b>137,8</b>	<b>135,2</b>	<b>129,5</b>	<b>127,0</b>	<b>666,8</b>
<b>Investimento Total (custos totais) (1+4+5+6+7)</b>	<b>168,0</b>	<b>152,4</b>	<b>153,2</b>	<b>150,5</b>	<b>145,4</b>	<b>143,0</b>	<b>744,5</b>

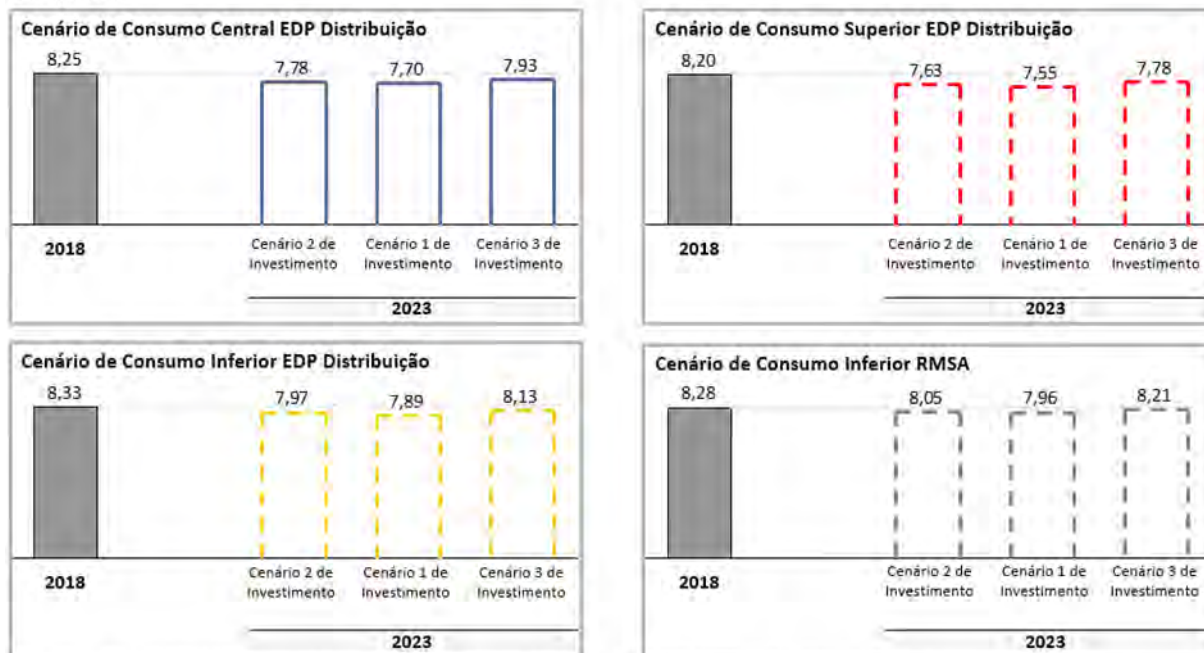
No período deste Plano 2019-2023, e para o cenário proposto, prevê-se uma redução das necessidades do CAPEX Total (a custos totais) face ao histórico recente. Apesar da previsão de crescimento do investimento obrigatório a realizar, motivada pelo aumento previsto das ligações à rede, a redução do investimento de iniciativa da empresa e do investimento não específico, bem como o abaixamento dos encargos, previstos para os próximos anos, conduz a uma redução global do investimento em relação ao período anterior.

## 12.4 AVALIAÇÃO DO IMPACTO NA TARIFA

A variação dos cenários de investimento e dos cenários de consumo tem impacto no proveito permitido unitário durante o período do PDIRD-E 2018. Assim, e para o horizonte deste Plano 2019-2023, foi realizada uma análise de sensibilidade às variações dos cenários de investimento e consumos, de forma a perceber se o Plano apresentado poderá conduzir ao agravamento da tarifa no final do período do Plano. Os resultados são apresentados na Figura 12.7:

**Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2023 para os diferentes cenários\***

Euros/MWh



\* Exclui-se: impacto dos PEF, dos Ganhos e Perdas Atuariais, devolução do ACT e apoios BT e considera RoR e kms de rede de 2018.

Figura 12.7 Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2023 para os diferentes cenários

Em resultado da análise de sensibilidade efetuada, verifica-se que para qualquer cenário de investimento e para todos os cenários de evolução da procura considerados no período 2019-2023 (incluindo o cenário de consumo inferior do RMSA<sup>38</sup>), o proveito unitário da atividade de DEE em AT/MT, previsto para 2023, é inferior ao do ano de referência 2018.

Conclui-se que o presente plano de investimentos, no cenário proposto, assegura a concretização dos objetivos definidos, com um nível de risco tolerável, contribuindo para o desagramento da tarifa e assegurando a eficiência do investimento.

<sup>38</sup> Para efeitos de comparação com os cenários da EDP Distribuição, foram assumidos pressupostos ao nível do cenário do RMSA. Este cenário foi ajustado ao valor real de 2017.