



Consulta pública 74ª:

Proposta de PDIRD-E 2018

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2019-2023

Documento de comentários



I. Enquadramento

Dando cumprimento ao previsto no Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, a ERSE submeteu em consulta pública o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2019-2023 (PDIRD-E 2018), elaborado pelo operador da rede de distribuição (ORD). A presente consulta tem por principal objetivo recolher comentários por parte de interessados para apoiar a ERSE na elaboração do seu parecer sobre o plano de investimento referido.

Neste contexto, a EDP vem apresentar os seus comentários, agradecendo a oportunidade de se expressar e esperando contribuir para o desenvolvimento das redes de distribuição de eletricidade em Portugal.

II. Comentários à consulta pública

Como comentário prévio, a EDP gostaria de referir a importância de uma maior celeridade no processo de apreciação do PDIRD-E proposto pelo ORD pelas entidades reguladoras competentes, não só no tempo que antecede a disponibilização do documento para consulta pública às entidades interessadas como também na fase de finalização do processo de aprovação formal do plano.

Relativamente ao primeiro ponto, refira-se o período de cerca de 8 meses que decorreu entre a submissão da proposta do PDIRD-E por parte da EDP Distribuição à DGEG, em julho de 2018, e o lançamento da presente consulta pública pela ERSE, em março de 2019.

Relativamente ao segundo ponto, refira-se que o PDIRD-E 2016, relativo ao plano de investimentos para o período entre 2017-2021, viu o processo de aprovação pelo SEE concluído apenas a 27 de junho de 2018, em pleno processo de elaboração do PDIRD-E 2018, e já após a entrega da proposta inicial deste documento, em abril de 2018.

A EDP acredita que a celeridade do processo de aprovação dos planos de investimento evita incerteza regulatória no planeamento e desenvolvimento das redes de distribuição e na gestão do próprio ciclo regulatório, pelo que considera importante encurtar o período entre a apresentação do PDIRD-E e a sua aprovação.

De seguida são apresentados comentários específicos às questões colocadas pela ERSE.



- 1. Apesar do atual contexto económico favorável, considera relevante a consideração, para efeitos de análise de impactes dos investimentos da proposta de PDIRD-E 2018, de cenários de estagnação ou até de um possível decréscimo da procura? Em caso afirmativo, justifique os principais motivos.**

Os cenários de consumo considerados pelo ORD no PDIRD são construídos com recurso a modelos econométricos que dependem essencialmente de variáveis macroeconómicas, nomeadamente a taxa de crescimento do PIB e do Consumo Privado, de diversas entidades (Ministério Finanças, BdP, CE, OCDE, FMI).

Apesar de as projeções económicas mais recentes apontarem para uma desaceleração do crescimento da economia portuguesa, os vários organismos nacionais e internacionais continuam a prever taxas de variação anual do PIB superiores a 1,4% para o período entre 2019-2023, pelo que não se considera provável a ocorrência de uma situação de crescimento nulo, ou mesmo negativo, de procura de eletricidade.

Nomeadamente, para o cenário inferior, o ORD considerou os valores mínimos das projeções das diversas entidades, pelo que a EDP considera que este cenário já representa uma conjuntura mais pessimista, ainda que não antevêja um cenário de estagnação ou de decréscimo das taxas de variação do PIB e do Consumo Privado. Por outro lado, este cenário também já incorpora as estimativas do RMSA-E 2016 para o impacto das medidas de eficiência energética, pelo que utilizar um cenário de taxa de crescimento nula para além destas medidas (que têm um valor médio anual de cerca de 400 GWh) se considera pouco realista.

Adicionalmente, tendo em conta o histórico de consumos mais recentes, os cenários de procura considerados no PDIRD podem até ser considerados conservadores. A título de exemplo, o cenário inferior do PDIRD incorpora uma taxa média anual de aumento do consumo de 0,7% no período entre 2018 e 2023. No entanto, esta evolução parte de um pressuposto de redução do consumo de 2017 para 2018, que não se veio a verificar (o valor real de 2018 ficou 3% acima do valor real de 2017). Tendo em conta os consumos reais verificados em 2018, o cenário inferior de procura incorpora uma taxa média anual de aumento do consumo inferior a 0,1% no período entre 2018 e 2023.

Por outro lado, tal como a própria ERSE refere, a previsão de consumo do PDIRD-E para 2018 e 2019 está 2,1% e 2,5%, respetivamente, abaixo das previsões da ERSE nas tarifas de 2019, o que resulta da incorporação nas tarifas de dados de consumo reais de 2018, tendo-se verificado um crescimento acima do previsto pelo ORD.

Relativamente ao facto de o PDIRD-E 2018 considerar um cenário de consumo superior ao cenário central do RMSA-E 2016, é necessário ter em conta que esta situação decorre dos níveis de consumo verificados em 2016 e 2017, que foram superiores aos anos históricos que serviram de base ao estudo elaborado em 2016. Se tomarmos como referência o RMSA-E 2018, cuja publicação, ocorrida em novembro de 2018, foi posterior ao momento da elaboração do PDIRD-E 2018, verifica-se que as diferenças entre o PDIRD-E e o RMSA-E se reduzem de forma significativa, sendo inclusive o cenário inferior do PDIRD mais conservador do que o cenário comparável do RMSA-E até 2023. Relativamente ao cenário central, constata-se que o cenário de procura do PDIRD é mais conservador que o do RMSA-E para 2019, estimando para os anos seguintes consumos cerca de 400 GWh acima dos apresentados no mesmo documento. A figura seguinte apresenta uma comparação mais completa dos cenários de consumo dos dois documentos.

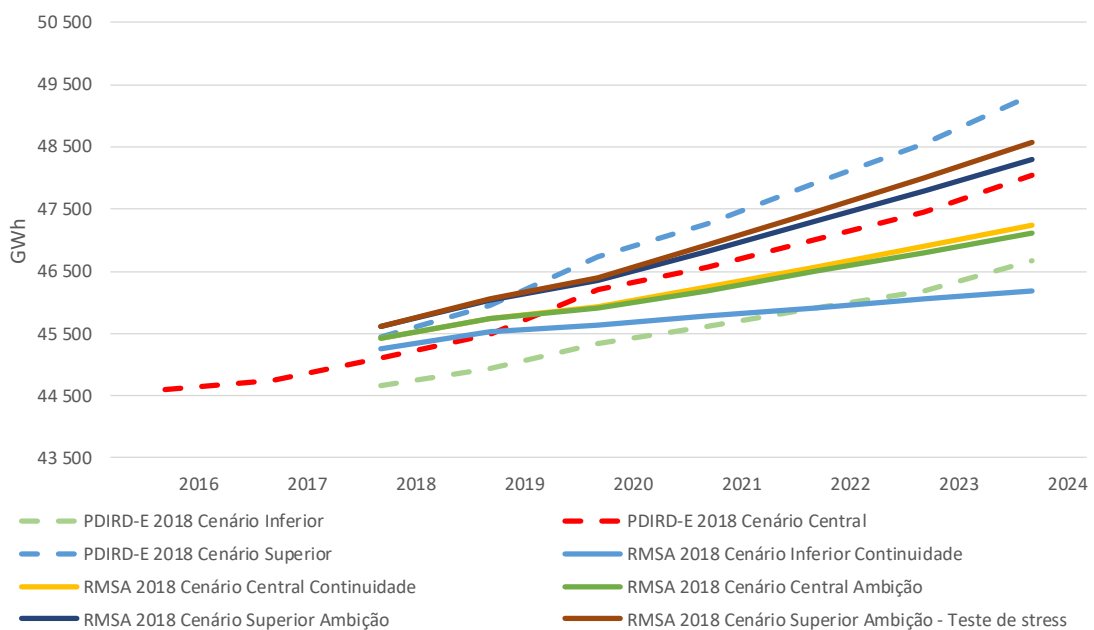


Figura 1: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas do PDIRD-E 2018 (julho de 2018) e RMSA-E 2018 (novembro de 2018)

Em suma, os cenários de procura apresentados pelo ORD na proposta de PDIRD-E 2018 refletem as projeções macroeconómicas mais recentes e têm em consideração tendências específicas do setor, tais como medidas de eficiência energética e a disseminação do veículo elétrico, pelo que a EDP considera que os mesmos são realistas.



2. Face aos níveis de qualidade de serviço já alcançados no passado, como interpreta esta opção do operador da RND em degradar os níveis globais da QS (SAIDI MT)? Deveria o operador da RND optar por uma proposta que garantisse a manutenção dos níveis globais atuais e permitisse melhorar os clientes pior servidos sem aumentar o risco de deteriorar os melhor servidos, mesmo se esta proposta implicasse um aumento do valor do investimento?

Os investimentos na rede de distribuição têm permitido melhorar a qualidade de serviço técnica para todos os clientes e reduzir as assimetrias entre zonas de qualidade de serviço, melhorando as zonas de pior qualidade e mantendo controlado o risco de degradação da qualidade nas zonas melhor servidas.

Os níveis de qualidade de serviço técnica implícitos no PDIRD-E 2018 procuraram ter em consideração as anteriores recomendações da ERSE, 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.

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

- Contribuir para a redução das tarifas de uso das redes de distribuição, mesmo nos cenários mais pessimistas de crescimento da procura;
- Prosseguir com o plano de redução de assimetrias em termos de qualidade de serviço, 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;
- Garantir a manutenção do cumprimento dos objetivos de qualidade de serviço técnica definidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Importa relevar que o cenário 2 de investimento proposto poderá ser revisto no próximo PDIRD-E (a cada dois anos, como determinado legalmente), permitindo reavaliar a adequação dos investimentos previstos em função dos objetivos de qualidade de serviço. Mesmo tendo implícito uma degradação da qualidade de serviço global esperada em 3,5 minutos (de acordo com o modelo de previsão para os valores do indicador SAIDI MT e para um nível de confiança de 50%), é um risco que o ORD se propõe a controlar através da monitorização do desempenho



das redes e da possibilidade anteriormente referida de revisão dos investimentos necessários a cada 2 anos.

A alternativa de optar por um cenário de investimento superior (Cenário 3) permitiria manter os níveis de qualidade de serviço atuais, mas implicaria um investimento adicional na ordem dos 80 M€ para o período de vigência do plano (aproximadamente +16M€/ano), que não se considera premente no atual contexto.

Analisando todas as alternativas, considera-se adequada a proposta do ORD de adoção de um cenário de investimento prudente (Cenário 2).

3. Na sua opinião, na tomada de decisão sobre a realização de investimentos nas redes de distribuição em AT e MT, como devem ser avaliados e quantificados os benefícios de forma a poder efetuar-se uma análise de custo-benefício dos investimentos propostos?

A EDP considera que a metodologia de avaliação dos benefícios proposta no PDIRD-E 2018, que resulta de um estudo desenvolvido em conjunto com o INESC TEC, é adequada, permitindo a quantificação dos benefícios nas vertentes:

- técnica, com base em indicadores técnicos adotados para os diferentes vetores estratégicos num horizonte temporal de 5 anos;
- monetária, com base no cálculo do Valor Atual Líquido dos investimentos para um horizonte temporal de 30 anos.

O referido estudo tem enfoque nos vetores Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica e Eficiência da Rede, tendo-se concluído que os níveis de investimento propostos são adequados às necessidades dos vetores e inferiores aos custos que poderiam advir do não investimento ou do adiamento dos investimentos, nomeadamente ao nível da potência cortada nos transformadores AT/MT, nos índices de qualidade de serviço SAIDI MT e TIEPI MT, e na energia de perdas AT/MT evitadas, respetivamente.

Relativamente aos restantes vetores, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços, a análise dos respetivos benefícios está ainda em desenvolvimento, estando prevista a sua entrega antes da apresentação do próximo PDIRD-E 2020 e a inclusão dos resultados nesse Plano.

4. Como poderá o planeamento da RND considerar as alterações previsíveis de utilização das redes, nomeadamente as resultantes da eficiência energética, da penetração de produção a



partir de fontes de energia renováveis, da participação ativa dos consumidores e dos novos sistemas de utilização e gestão de energia?

A EDP considera que os objetivos definidos nos 5 vetores estratégicos para o PDIRD-E 2018 refletem o alinhamento com a política de Transição Energética e a visão do Sistema Elétrico do futuro, à data da elaboração do plano.

Os investimentos propostos refletem a necessidade de adaptação da gestão da rede de distribuição a um conjunto de tendências do setor, tais como o crescimento da produção descentralizada, o desenvolvimento das redes inteligentes e o aumento da utilização do veículo elétrico, das soluções de armazenamento e da *demand response*. Adicionalmente, os modelos utilizados pela EDP Distribuição para a construção dos cenários de consumo utilizados no PDIRD-E 2018 incluem as melhores estimativas para o impacto das medidas de eficiência energética e dos veículos elétricos na procura de eletricidade à data de elaboração do plano, constantes do RSMA-E 2016. A este respeito, a EDP gostaria de referir que seria possível obter-se uma melhor adequação do PDIRD-E à política energética nacional caso a elaboração do plano fosse precedida da publicação de uma versão mais atual do RSMA-E.

Não obstante, a EDP considera que, no próximo plano PDIRD-E 2020, será possível visitar os principais eixos e drivers de investimento de forma a tornar ainda mais claro o alinhamento do plano com as orientações estratégicas recentemente divulgadas no âmbito da apresentação do PNEC 2030.

5. Tendo em conta o papel atribuído dos DTC na otimização, quer das redes em MT, quer das redes em BT, como deve ser alocado, por tipo de rede ou nível de tensão, o investimento nestes equipamentos instalados em postos de transformação? Deve o investimento ser alocado na totalidade à RND (AT/MT), ou deve ser adotada uma metodologia de repartição de investimentos que reflita os benefícios acrescentados a cada nível de tensão?

O cenário 2 de investimento do PDIRD-E 2018 (cenário recomendado) propõe a instalação de cerca de 20.500 DTC (*Distribution Transformer Controller*) em postos de transformação, que representam um investimento total a custos primários de 23 M€.

De acordo com a ficha n.º 24 do Anexo 8, que caracteriza o projeto, estima-se que este investimento se traduza em benefícios transversais à automação da gestão e ao controle operacional das redes de distribuição, nomeadamente nas redes MT subterrâneas, traduzindo-se ainda na redução de perdas por otimização dos perfis de tensão as redes BT, num maior



equilíbrio da distribuição de cargas entre fases e numa melhor capacidade de integração nas redes da produção descentralizada e dos veículos elétricos. Adicionalmente, os DTC são um elemento chave da criação da infraestrutura de suporte ao desenvolvimento das redes inteligentes, enquanto ferramenta de comunicação da rede com os equipamentos de medição inteligentes (EMI).

Uma vez que os benefícios decorrentes deste investimento são abrangentes e transversais à rede de distribuição, a EDP concorda com a metodologia atual de alocação destes investimentos à rede de MT, que se considera facilitadora da criação de condições favoráveis para o desenvolvimento de redes de distribuição inteligentes e para assegurar a uniformidade de soluções tecnológicas no *interface* entre a rede de MT e as redes de BT, que, no futuro, poderão vir a ser operadas por concessionários distintos.