

PARECER APREN

74ª Consulta Pública -Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2019-2023

Índice

1. ENQUADRAMENTO	2
2. CENÁRIOS PROPOSTOS NO PDIRD-E	3
3. CARACTERIZAÇÃO E EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS E CARGAS E PRODUÇÃO EMBEBIDA ..	8
4. PONTOS DE ENTREGA DA RNT	10
5. CAPACIDADE DE PRODUÇÃO EMBEBIDA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	11
6. CARACTERIZAÇÃO PREVISÍVEL DA RND NO PERÍODO DE APLICAÇÃO DO PDIRD-E	13
7. AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA ATIVIDADE.....	14
8. SÍNTESE DE CONCLUSÕES.....	15

1. ENQUADRAMENTO

O operador da rede nacional de distribuição (RND) elabora, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal (PDIRD-E) das respetivas redes de Alta e Média Tensão (AT e MT), tendo por base a caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados.

O processo de planeamento do PDIRD-E, conforme definido no artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, na sua atual redação, deve assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade e estar coordenado com o planeamento da rede de transporte (PDIRT).

O desenvolvimento e aprovação do PDIRD-E passa por um processo interativo conforme definido DL n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação:

- Apresentação de proposta preliminar do PDIRD-E à DGEG até final de abril.
- Notificação da apreciação pela DGEG ao ORD no prazo de 30 dias, após a receção da proposta do PDIRD-E.
- Reenvio do PDIRD-E à DGEG com as alterações solicitadas, no prazo de 30 dias.
- A DGEG comunica a proposta de PDIRD-E ajustado:
 - a) À ERSE, a qual deverá submeter o referido plano a consulta pública, com a duração de 30 dias.
 - b) Ao operador da rede de transporte (ORT), para emissão de parecer no prazo de 60 dias.
- Findo o período de consulta pública, a ERSE emite parecer sobre a proposta de PDIRD-E, no prazo de 30 dias, enviando-o, nesse mesmo prazo, ao operador da RND e à DGEG.
- Com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pelo operador da RNT, o operador da RND elabora a proposta final do PDIRD-E, enviando-a à DGEG no prazo de 30 dias após a emissão dos pareceres anteriormente referidos.
- No prazo de 30 dias após a receção da proposta final do PDIRD-E, a DGEG envia-a para aprovação do membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada dos pareceres da ERSE e do operador da RNT, bem como os resultados da consulta pública.

Nos termos do artigo 262.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que alterou a redação do artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, a proposta de PDIRD-E está ainda sujeita a discussão na Assembleia da República.

Este longo processo leva a que esteja em consulta pública, em abril de 2019, um PDIRD-E enviado inicialmente à DGEG em abril de 2018, que, portanto, terá sido elaborado em 2017, baseado no documento de estratégia nacional de 2016, o RMSA-2016. Verifica-se, pois, que existe uma desfasagem de 3 anos entre a cearização inicial do PDIRD-E quanto a previsão de consumos e de produção distribuída face à data da sua consulta pública, o que se considera gerador de ineficiências.

A APREN sublinha que este longo processo coloca dificuldades e incertezas acrescidas nos processos de submissão de pedidos de atribuição de licenças de produção. Estas dificuldades ressaltam de duas principais razões: (i) a informação constante no PDIRD-E sobre capacidade de receção de produção não é consistente com a realidade e (ii) subsiste uma desfasagem no tempo sobre os pressupostos de partida entre a disponibilização de informação de capacidade de receção de nova produção disponibilizada pelo ORT e a disponibilizada pelo ORD.

A APREN sublinha ainda que o longo processo de decisão sobre o PDIRD-E faz ressaltar o seu completo desalinhamento com as políticas nacionais para a energia e os programas e compromissos de Portugal de desenvolvimento de renováveis e para a descarbonização.

Para minimizar estes inconvenientes a APREN recomenda que:

1. Passe a haver uma elaboração simultânea no tempo dos planos de desenvolvimento da rede de transporte e da rede de distribuição (em AT e MT), tendo em consideração as diretrizes dos programas e compromissos de Portugal para o sector da eletricidade.
2. As capacidades de receção de nova produção avaliadas neste Planos, utilizem a mesma informação de partida, coerente e consolidada entre o ORD e o ORT.
3. Que fique estipulado um prazo máximo de 30 dias entre a data em que a ERSE recebe o PDIRD-E e a sua colocação em consulta pública.

2. CENÁRIOS PROPOSTOS NO PDIRD-E

2.1. Caracterização sumária e nível de investimento de cada cenário

O PDIRD-E 2018 tem como âmbito o planeamento dos principais investimentos na RND no período 2019 a 2023, sendo elaborado em observação das orientações de política energética, nomeadamente as vertidas no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA) mais recente (RMSA-E 2016) com horizonte 2017-2030.

O ORD assinala, neste âmbito, que 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 e orientações nacionais, pelo que a eventual necessidade de se realizarem investimentos significativos para dar resposta a orientações relacionadas com a política energética nacional – 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.

O ORD apresenta no PDIRD-E três cenários alternativos de investimento, em que qualquer um deles assegura a redução das tarifas de uso da rede de distribuição. A taxa de evolução dos consumos é a mesma em todos eles com uma TCMA de +1.1% no período 2019-2023.

O principal *driver* de diferenciação entre eles é o nível global de qualidade de serviço técnica com níveis crescentes do cenário 1 para o cenário 3, caracterizados pelo valor esperado do indicador SAIDI¹ MT, para o nível de confiança de 50% e pelo maior ou menor risco de degradação das zonas melhor servidas. O cenário 1 terá um investimento (a custos totais) de 694,1M€, com um valor esperado (nível de confiança 50%) da degradação da qualidade de serviço de 6 minutos em relação ao valor de partida provisório de 2017 de 77,6 minutos.

O cenário 2 prevê um investimento de 744,5M€, mais 50,4M€ face ao cenário 1, com um valor esperado da degradação da qualidade de serviço de 3,5 minutos em relação ao valor de 2017 (nível de confiança 50%).

O cenário 3 propõe um investimento de 823,5M€, e aponta para uma expectativa de manutenção da qualidade de serviço (nível de confiança 50%), exigindo para o efeito um investimento adicional em relação ao cenário 2 de 79M€.

O Quadro seguinte resume os principais indicadores financeiros dos cenários de investimento.

.

¹ System Average Interruption Duration Index.

	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
Cenário 1	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
Cenário 2	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
Cenário 3	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€

Figura 1: Investimentos e Objetivos/Riscos dos Cenários do PDIRD E-2018

O ORD sublinha que qualquer um dos cenários apresentados garante o cumprimento de todos os padrões da qualidade de serviço estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) e dá sequência ao plano de redução de assimetrias da qualidade de serviço, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhores.

Dos três cenários de investimento analisados, o ORD propõe a adoção do cenário 2, para o qual a média anual do investimento total tem uma redução de cerca de 11%, em termos comparativos entre o realizado nos últimos 3 anos (2016-2018) e o previsto para o período 2019-2020.

A APREN considera adequada a proposta de adoção do Cenário 2.

2.2. Cenário adotado – Detalhe dos investimentos

O ORD ilustra a repartição do investimento do Cenário 2 pelos diversos tipos de encargos e faz a sua comparação com os valores médios do triénio anterior 2016-2018, conforme ilustrado na figura seguinte.

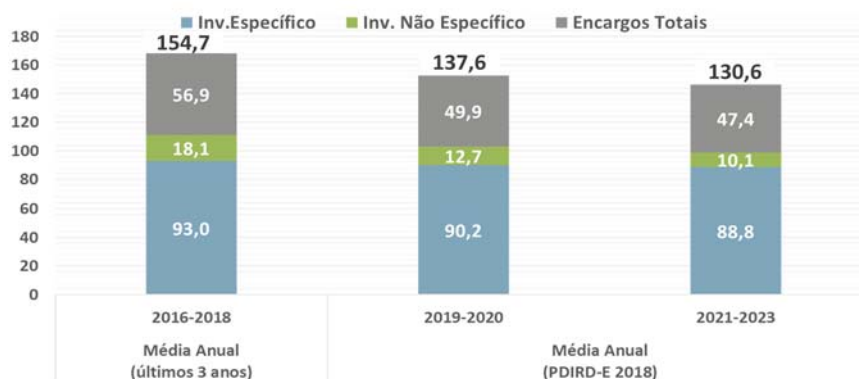


Figura 2: Investimento médio anual a custos totais

Constata-se a redução do nível de investimento total entre o triénio passado e o proposto neste PDIRD-E da ordem de 16%.

A APREN assinala que esta redução é conseguida principalmente graças às rubricas de Investimento Não Específico e de Encargos Totais, facto que indicia uma tendência de ganhos de eficiência no funcionamento da estrutura transversal do ORD.

Por seu lado o investimento específico para o próximo período de vigência do PDIRD-E tem uma ligeira redução face ao realizado no triénio 2016-2018, na ordem de 4%.

A classificação do investimento específico por vetores é traduzida pelo gráfico seguinte. Os vetores que têm uma maior redução face ao período anterior são o da “Eficiência de Rede” e de “Eficiência Operacional”, enquanto o vetor de “Segurança de Abastecimento” é o único para o qual é proposta uma subida do nível do esforço de investimento.

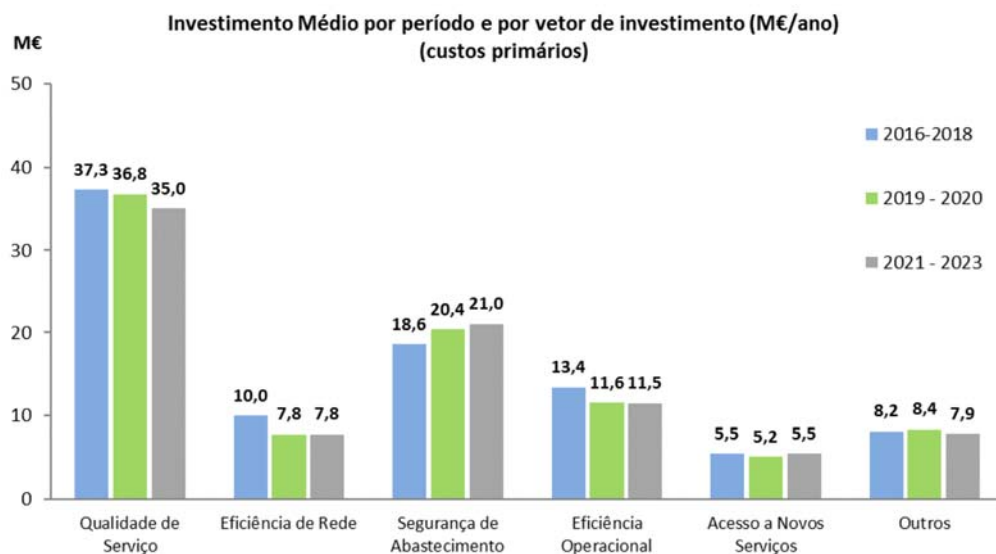


Figura 3: Investimento médio por período e por vetor de investimento (M€/ano)

(Fonte: Proposta PDIRD-E 2018)

Sem entrar em considerações de detalhe sobre cada um destes vetores, prestamos especial atenção ao da Qualidade de Serviço que é o que aloca maior volume de investimento e é a grande referência no desempenho e qualidade de serviço prestada pelo ORD nos níveis AT e MT. O indicador escolhido pelo ORD para ilustrar a Qualidade de Serviço é o SAIDI MT, cuja evolução esperada é ilustrada na figura seguinte.

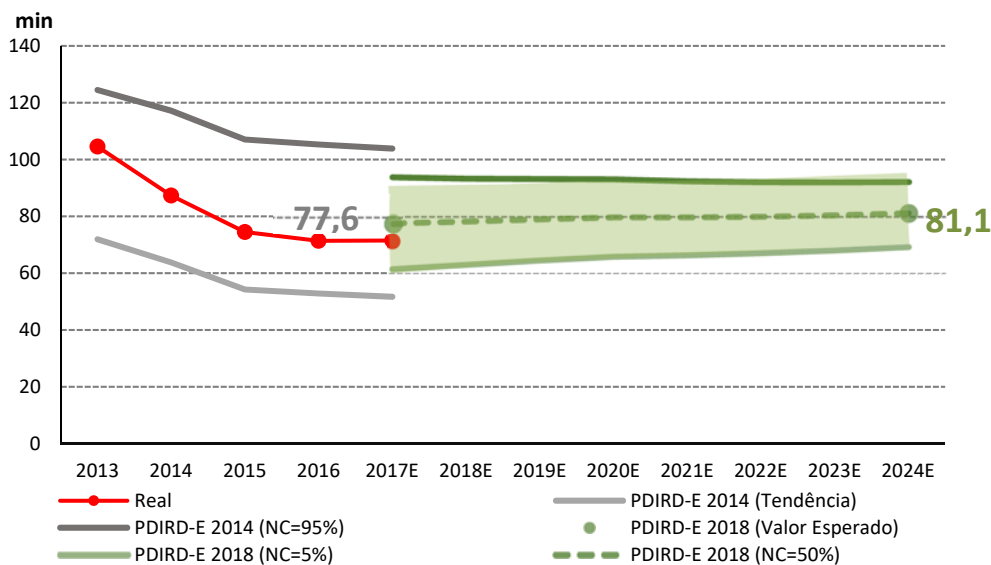


Figura 4: Evolução do indicador SAIDI MT (Fonte: Proposta PDIRD-E 2018)

De 2013 até 2017 constata-se uma sustentada melhoria dos níveis de qualidade e continuidade de serviço, que, excluído o impacto dos eventos excepcionais, situam a melhoria do SAIDI MT em 32%. Contudo, nos últimos três anos verifica-se uma tendência de manutenção deste indicador.

Para além desta melhoria é de salientar o estreitamento da banda de incerteza dos valores esperados, o que denota uma maior robustez e certeza de métodos de previsão do plano agora apresentado pelo ORD.

De notar que, embora o efeito dos fenómenos meteorológicos extremos seja excluído deste indicador, os mesmos denotam uma frequência crescente com uma influência não desprezável sobre a qualidade de serviço prestada pela rede.

2.3. Acesso a Novos Serviços

Entre os vários vetores de investimento do PDIRD-E a APREN destaca o relacionado com o “Acesso a Novos Serviços”, cujo objetivo é o de melhorar a capacidade de resposta do ORD, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede. Com este investimento a EDP Distribuição procura desenvolver uma rede cada vez mais inteligente e obter benefícios operacionais e de disponibilização de informação para o mercado e para os consumidores. O ORD refere que o Programa Investimento Inovador inclui projetos em três áreas de atuação:

- (i) componentes avançados - atua ao nível da integração de novos componentes, com características tecnológicas avançadas, que permitam melhorar o desempenho e eficiência da rede existente;
- (ii) monitorização e sensorização da rede - visa aumentar a capacidade de monitorização e a obtenção de mais informação atualizada sobre a rede;
- (iii) 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.

O Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações 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 APREN considera de grande relevância este vetor que irá contribuir para a gestão dos crescentes fluxos bidirecionais nas redes promovendo a produção distribuída renovável e o auto-consumo.

3. CARACTERIZAÇÃO E EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS E CARGAS E PRODUÇÃO EMBEBIDA

A previsão da evolução dos consumos e da produção distribuída constitui a condicionante principal para a definição das propostas do PDIRD-E.

Essa informação agregada deve provir das orientações de política energética constantes do RMSA (Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento) que é aprovado pelo membro do Governo responsável pelo setor da energia, e publicado pela DGEG.

O cenário central adotado no PDIRD-E 2018 é comparado na figura seguinte com outras cenarizações de evolução do consumo. O ORD utilizou como ponto de partida os valores reais de 2017, o que justifica as pequenas diferenças entre os cenários.

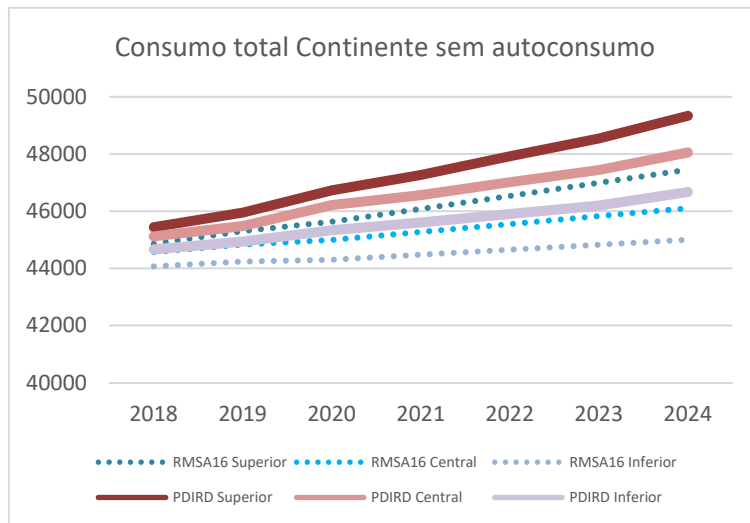


Figura 5: Evolução do Consumo Total do continente, sem autoconsumo

Fonte: Proposta PDIRD-E 2018

Mas o mais importante para as decisões de investimento não é este indicador geral, mas antes a sua alocação por regiões, por localidade, por estação do ano, por carga horária, bem como a diversificação e natureza de consumos e sua interação com a produção distribuída.

Nomeadamente o ORD apresenta as conclusões genéricas de um estudo levado a cabo por instituições científicas nacionais de que a produção distribuída quando localizada na BT ou MT contribui, em termos médios, para a redução de perdas, mais no primeiro caso do que no segundo, enquanto que a produção distribuída que injeta na AT é neutra em termos de perdas ou mesmo responsável por algum agravamento.

No entanto, não foi possível para a APREN colher informação de que tipo de produção foi usada no estudo, se hídrica, eólica, biogás, PV ou qualquer combinação entre elas, nem sequer, o que se perspectiva em termos de evolução de cargas e suas tipologias (ex.: a mobilidade elétrica) aspeto que propomos que seja aperfeiçoado em próximos estudos.

O PDIRD-E não evidencia ter elaborado qualquer cenário de desenvolvimento da produção distribuída, o que a APREN considera ser uma fragilidade deste exercício de planeamento, não cumprindo por essa razão de forma cabal os desígnios instituídos pelos decretos-lei nº 215-A/2012 e nº 215-B/2012, que estipula que o planeamento da RND deve considerar, entre outros, os seguintes aspetos:

- Assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, e o seu desenvolvimento adequado

e eficiente, no âmbito do mercado interno da eletricidade.

- Ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade.
- Considerar as solicitações de reforço de capacidade de entrega formuladas pelos concessionários das redes BT e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros eletroprodutores.

A APREN considera que estes desideratos legais apenas são retratados de forma casuística e pontual, sem evidência de uma abordagem holística e de uma visão de longo prazo estruturada, que permita traçar um plano otimizado de desenvolvimentos das redes para integrar a produção distribuída e facilitar a gestão da procura.

Assim, a APREN recomenda que novos exercícios de planeamento contemplem:

1. Informação global e qualitativa dos volumes de produção distribuída e seu tipo, que possa ser integrada em cada zona da rede, sem prejuízo da necessidade de realizar análises caso a caso perante pedidos concretos.
2. Que a indicação das capacidades de receção de nova potência de produção em cada nível de tensão de subestação da rede de distribuição em AT ou MT, seja sempre coordenada com a potência atribuída pelo ORT e da capacidade da rede de MAT.

4. 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, ficou concluída 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.

Segundo o ORD para satisfação das necessidades de abastecimento de novos consumos está prevista a entrada em serviço de 2 novos pontos de entrega da RNT: Vila Nova De Famalicão e Divor (a norte da cidade de Évora).

Face ao abrandamento dos consumos na região a entrada em serviço do novo PdE REN - Vila Nova De Famalicão, inicialmente prevista para 2017, foi recalendarizada para 2019.

A abertura deste novo PdE cria condições para o encerramento dos PdE monoalimentados Ruivães e Guimarães, e a reorganização da rede AT na área de influência de Rida d’Ave.

De acordo com o concessionário da RNT, a data de entrada em serviço do PdE REN - Divor está prevista para 2020/2021, enquanto o PdE previsto para a região de Pegões, o PdE REN – Pegões foi adiado para depois de 2025, pois o seu principal driver o Novo Aeroporto de Lisboa e a Plataforma Logística Multimodal do Poceirão foram adiadas sine die.

A APREN considera que a decisão de abertura de novos PdE é essencial para uma equilibrada e custo-eficaz integração de produção distribuída e para a redução das perdas nas redes. Nesse sentido, e porque é desiderato nacional a promoção da produção renovável distribuída, a APREN ressalva a necessidade de as futuras decisões de investimento em novos PdE ou reforço dos existentes tenham em apreciação o potencial de desenvolvimento da produção renovável distribuída.

5. CAPACIDADE DE PRODUÇÃO EMBEBIDA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Segundo o ORT o ano de 2017 terminou com 4 718 MW de potência ligada na RND, correspondentes a 662 instalações.

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.

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. A efetivação da totalidade desta potência elevaria a potência ligada na RND para 4.485 MVA.

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, mas o processo de ligação não está concluído.

O ORD afirma que sobre os 6.100 MVA de potência ligada e comprometida na RND, o PDIRD-E identifica que a capacidade de receção adicional para outros centros electroprodutores é atualmente de 7.835

MVA. Afirma ainda o ORD que esta disponibilidade da RND evidencia uma elevada capacidade para satisfazer futuras ligações de produção.

O PDIRD-E apresenta um acréscimo de capacidade de 494 MVA entre 2018 e 2023, resultante fundamentalmente da nova estrutura possibilitada pelos novos PdE da RNT, pelas novas onze subestações previstas no plano e pelo ligeiro aumento do consumo.

A APREN faz ressaltar que existe uma relação de causalidade entre o valor de consumo e o valor da produção. Se uma rede está preparada para satisfazer, por exemplo, 10 000 MW, essa mesma estrutura da rede física tem, pelo menos, capacidade para receber valores de geração da mesma ordem de grandeza. Em termos ideais e simplificados a geração igualaria o consumo e o trânsito seria nulo nos elementos físicos. Neste sentido, a rede de distribuição tem muita capacidade de receção de nova produção. Só que nem sempre o potencial de produção está localizado nos exatos locais onde ela é consumida.

Não é isso que os promotores esperam ouvir quando se procede à informação sobre a capacidade de produção ainda disponível. O que se pretende é o desenvolvimento de uma rede de distribuição em AT e MT que se adeque de modo custo-eficaz aos potenciais de produção de energias renováveis onde, de facto, ela pode ser produzida.

E, neste caso, estamos a falar, fundamentalmente, de potencial de desenvolvimento da Solar PV nas zonas sul e interiores do País, assim como de eólica nalgumas zonas interiores e do norte e centro do País.

Os planos de desenvolvimento das redes, tanto do ORD como do ORT, têm de ter esta variável presente, o que não sucedeu no presente exercício de planeamento apresentado pelo ORD.

O ORD apresenta a capacidade disponível em todos os níveis de tensão das suas subestações e as condicionantes entre elas, exercício que a APREN considera de grande detalhe e rigor.

Contudo, esses valores quando cruzados com a capacidade disponibilizada pela RNT são muitas vezes nulos, como se pode constatar em toda a zona sul do País. Quando o ORD afirma que a sua rede tem uma capacidade de receção de 7835MVA está a fazer um exercício de pura retórica, pois essa capacidade é fortemente limitada pelo ORT. O exercício a realizar, para ser efetivo, tem de ser conjunto.

Para além disso o ORD informa sobre as potências ligadas e comprometidas de ligação na sua rede, nada informando sobre as mesmas capacidades ligadas e comprometidas na rede do ORT, as quais mutuamente se condicionam.

A APREN advoga vivamente que exista uma efetiva coordenação entre os ORD e ORT quando se avaliam as capacidades de receção de nova produção, que se apresente uma estatística coordenada e global entre as capacidades ligadas e comprometidas em ambas as redes, pois só assim é que o todo é coerente e faz sentido.

6. CARACTERIZAÇÃO PREVISÍVEL DA RND NO PERÍODO DE APLICAÇÃO DO PDIRD-E

O PDIRD-E para o período 2019-2023 prevê a abertura de 10 subestações AT/MT e uma desativação, conforme ilustrado no mapa seguinte:



Figura 6: Novas subestações AT/MT e reforços de potência 2018-2023 (Fonte: proposta de PDIRD-E 2018)

A taxa de utilização previsível da rede AT com valor superior a 70% é inferior a 4%. A taxa de utilização previsível da potência instalada nas subestações AT/MT com valor superior a 70% é inferior a 8,2%.

A zona sul é a que regista o maior incremento da potência instalada, com uma variação de 4,1%, justificada pela entrada em serviço das subestações de Grândola e Poldra.

No que diz respeito à rede MT o ORD refere não haver alterações significativas nas características da rede de MT afeta às subestações. No entanto, assume como objetivo a redução do número de saídas de maior comprimento, bem como as de maior carga, o que significará uma melhoria no desempenho da rede MT.

Neste exercício do ORD não é referida qualquer interação entre novas subestações e a produção distribuída.

A APREN considera que em futuros exercícios de PDIRD-E a produção distribuída deve ser caracterizada de forma mais cabal e holística.

7. AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA ATIVIDADE

A avaliação ambiental estratégica do PDIRD-E 2018 abrangeu as seguintes componentes:

- 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;
- Componente Operacional, assente num mecanismo de avaliação ambiental prévia dos projetos de investimento.

Contudo, a APREN considera Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) deveria contemplar nos Fatores Críticos de Decisão uma análise sobre o impacto e avaliação sobre o potencial da rede de distribuição para receber nova potência renovável de forma custo-eficaz, em várias cenarizações.

8. SÍNTESE DE CONCLUSÕES

A APREN considera que o exercício de planeamento do PDIRD-E 2018 e a proposta de adoção do Cenário 2, reflete um adequado compromisso entre a manutenção de adequados níveis de qualidade de serviço e o esforço de investimento, assegurando que não haverá aumento tarifários com o Uso da Rede de Distribuição.

A APREN considera que houve uma acentuada melhoria dos modelos de simulação em relação ao PDIRD-E anterior, o que é de ressaltar positivamente.

Não obstante, a APREN considera que subsistem vários aspetos que poderiam e deveriam ser melhorados, alguns deles resultantes até de condicionantes externas e do próprio ciclo regulamentar de planeamento das redes e sua aprovação.

Tendo em conta os considerandos elaborados nos capítulos anteriores e sem prejuízo das várias recomendações e sugestões feitas ao longo do presente Parecer, a APREN sistematiza as seguintes conclusões e recomendações:

- a) O longo processo de decisão sobre o PDIRD-E 2018, que se iniciou em 2017 e só foi a consulta pública em março/abril de 2019, faz ressaltar o seu desalinhamento com as políticas nacionais para a energia e com os programas e compromissos de Portugal de desenvolvimento de renováveis e para a descarbonização.

Para minimizar estes inconvenientes a APREN recomenda que:

1. Que fique estipulado um prazo máximo de 30 dias entre a data em que a ERSE recebe o PDIRD-E e a sua colocação em consulta pública.
 2. Passe a haver uma elaboração simultânea no tempo dos planos de desenvolvimento da rede de transporte e da rede de distribuição (em AT e MT).
 3. As capacidades de receção de nova produção avaliadas neste Planos, utilizem a mesma informação de partida, coerente e consolidada entre o ORD e o ORT.
-
- b) A APREN considera de grande relevância o Programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações que visa assegurar a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, as telecomunicações e a cibersegurança, contribuindo

para uma gestão mais inteligente da rede e para a gestão dos crescentes fluxos bidirecionais nas redes promovendo a produção distribuída renovável e o auto-consumo.

- c) A APREN advoga vivamente que exista uma efetiva coordenação entre os ORD e ORT quando se avaliam as capacidades de recepção de nova produção, que se apresente uma estatística coordenada e global das potências ligadas e comprometidas em ambas as redes, pois só assim é que é possível avaliar a real capacidade das redes para a ligação de nova produção.

(APREN)