

Proposta de Programa Setorial para as Zonas de Aceleração de Energias Renováveis

Relatório Temático

Energia

IST

Equipa:

Pedro Carvalho (coordenação)

Jorge Sousa

Rui Castro

Afonso Oliveira

Maio 2026

Índice

| | |
|---|----|
| Sumário executivo..... | 7 |
| 1. Enquadramento legal, institucional e metodológico | 9 |
| 1.1 Enquadramento europeu | 9 |
| 1.2 Enquadramento nacional no SEN..... | 9 |
| 1.3 Planeamento energético e de rede: PNEC, RNC, RMSA, PDIRT-E e PDIRD-E | 10 |
| 2. Boas práticas internacionais..... | 11 |
| 2.1 Orientação europeia sobre aceleração..... | 11 |
| 2.2 Alemanha: reserva territorial e visibilidade regulatória | 11 |
| 2.3 Itália e Espanha: autoconsumo coletivo, comunidades e simplificação | 12 |
| 2.4 Holanda, Bélgica e outras experiências urbanas | 12 |
| 3. Potencial do recurso renovável e critérios para o desenho das ZAER | 13 |
| 3.1 Recurso solar e eólico: leitura territorial | 13 |
| 3.2 Condicionantes físicas e distância à rede..... | 13 |
| 3.3 Dimensão dos projetos e risco de acumulação de condicionantes..... | 13 |
| 3.4 Dimensão mínima das zonas por tipo de recurso: solar e eólico | 14 |
| 4. Metas de referência, dimensão das ZAER e descentralização | 17 |
| 4.1 PNEC, capacidade atribuída e capacidade não concretizada | 17 |
| 4.2 Centralizado versus descentralizado | 17 |
| 4.3 Diversificação da matriz e valor sistémico das tecnologias | 18 |
| 5. Acesso à rede e gestão do sistema: a principal barreira | 19 |
| 5.1 Diagnóstico | 19 |
| 5.2 Revisão das metodologias de atribuição e revalidação de capacidade | 19 |
| 5.3 Rede elétrica: investimento antecipatório e otimização | 20 |
| 6. Aceleração no acesso e imunização de impactos na rede | 21 |
| 6.1 Reequipamento, sobreequipamento e hibridização | 21 |
| 6.2 Ligações flexíveis, co-localização produção-consumo e soluções de rede..... | 21 |
| 6.3 N-1, DLR, agregadores e digitalização | 21 |
| 7. Armazenamento como instrumento de aceleração e de adequação do sistema | 23 |
| 7.1 Centralidade do armazenamento..... | 23 |
| 7.2 Hídrica com bombagem..... | 23 |
| 7.3 Baterias: front-of-the-meter e behind-the-meter | 23 |

| | |
|---|----|
| 7.4 Adequação do sistema, inércia e serviços de sistema | 24 |
| 8. Autoconsumo, produção descentralizada e comunidades de energia | 25 |
| 8.1 Autoconsumo como acelerador | 25 |
| 8.2 Potencial técnico urbano e limitações do edificado | 25 |
| 8.3 Autoconsumo individual, coletivo e comunidades | 25 |
| 8.4 Estrangulamentos tarifários e económicos | 26 |
| 8.5 Comunidades de energia, benefícios sociais e boas práticas | 26 |
| 8.6 Papel do autoconsumo nas ZAER | 27 |
| 9. Conclusões e recomendações de política pública | 29 |
| Referências | 31 |

Índice de tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 1. Dimensão mínima necessária para capturar 90% da eficiência máxima dos projetos | 14 |
| Tabela 2. Dimensão suficiente para capturar a máxima eficiência dos projetos..... | 15 |
| Tabela 3. Necessidades totais ZAER por tipo de recurso | 17 |
| Tabela 4. Recomendações Operacionais..... | 29 |

Sumário executivo

No âmbito da área temática da Energia, a equipa do projeto consultou diversas entidades e especialistas, com o objetivo de recolher contributos que permitissem elaborar um diagnóstico tão isento quanto possível sobre os principais condicionantes à aceleração da transição energética. A análise das contribuições recolhidas revela que o principal entrave ao desenvolvimento das energias renováveis não reside na escassez de recursos, mas sim na conjugação de vários fatores: dificuldades no acesso à rede, morosidade dos processos de licenciamento e incapacidade de converter a capacidade atribuída em capacidade efetivamente ligada.

Neste contexto, considera-se que as ZAER, enquanto parte integrante do modelo de aceleração, devem ser definidas a partir de uma lógica sistémica orientada para a superação destes constrangimentos. Tal implica reconhecer, desde logo, o potencial solar e eólico disponível, articulando-o com fatores críticos como a proximidade a subestações, infraestruturas de rede e grandes centros de consumo. Importa igualmente valorizar a existência de projetos já licenciados ou em operação, suscetíveis de reequipamento, sobreequipamento ou hibridização, bem como a possibilidade de integrar soluções de armazenamento e de autoconsumo, especialmente em áreas artificializadas e periurbanas.

A análise evidencia igualmente que um modelo de aceleração excessivamente assente no solar centralizado corre o risco de saturar a capacidade da rede, sem dar resposta adequada às necessidades do sistema, em particular no que respeita à segurança de abastecimento. Neste contexto, a aceleração do eólico *onshore*, articulada com o desenvolvimento de projetos hídricos com bombagem e de sistemas de armazenamento em baterias, assume um elevado valor sistémico. Este reforço deve ser acompanhado por medidas de gestão avançada da rede, pela promoção de soluções de ligação flexível e pela revisão das metodologias de atribuição de títulos de capacidade.

O resumo das principais orientações para decisão é apresentado no quadro seguinte:

| Tema | Constatação principal | Implicação para decisão |
|-------------------|---|--|
| Acesso à rede | Existe muita capacidade reservada e não utilizada. É possível imunizar impactos na rede combinando produção e consumo/armazenamento. | Rever revalidação de TRC e rever critérios de atribuição de TRC para projetos que combinam produção, consumo e/ou armazenamento local. |
| Dimensão das ZAER | Áreas muito extensas tendem a agregar muitos condicionantes; áreas menores, são mais fáceis de identificar e socialmente mais bem aceites. | Privilegiar ZAER modulares e tecnologicamente diferenciadas em vez de grandes polígonos homogêneos. Garantir existência de área ZAER total suficiente para cumprir metas por tecnologia. |
| Armazenamento | Bombagem e baterias são instrumentos de aceleração. Sem remuneração adequada, não haverá investimento suficiente, o que compromete a aceleração. | Criar enquadramento regulatório que remunere flexibilidade, deslocação temporal de energia e prestação de serviços de sistema por baterias. |
| Descentralização | O segmento descentralizado pode acelerar metas, mas tem baixa rentabilidade e continua travado por regras tarifárias e processos administrativos. | Simplificar o autoconsumo, ACC e CER, e criar um regime tarifário que dê coerência à partilha e previsibilidade à valorização dos excedentes. |

1. Enquadramento legal, institucional e metodológico

1.1 Enquadramento europeu

A Diretiva (UE) 2023/2413 (RED III) reforça o objetivo europeu de energia renovável para 2030 e, sobretudo, altera a natureza da discussão sobre licenciamento. A diretiva deixa de tratar a aceleração como mera simplificação procedimental e passa a exigir uma lógica territorial e sistémica: os Estados-Membros devem identificar áreas necessárias ao cumprimento das suas trajetórias e designar, como subconjunto, zonas particularmente adequadas ao desenvolvimento acelerado de projetos. O artigo 15c prevê expressamente a designação de *renewables acceleration areas* para uma ou mais tecnologias, com prazos de decisão mais curtos, avaliação ambiental estratégica prévia e forte previsibilidade regulatória.

A RED III é particularmente relevante para o setor elétrico português porque obriga a ligar a cartografia das ZAER às necessidades reais de integração no sistema. A identificação destas zonas deve refletir as trajetórias estimadas e a capacidade planeada inscritas nos planos nacionais de energia e clima, atendendo ao recurso disponível, à procura projetada, à eficiência do sistema e à rede necessária para integrar a nova produção. Em complemento, a Comissão publicou a Recomendação (UE) 2024/1343 e o respetivo guia técnico, reforçando que a designação das zonas não deve ser feita em abstrato, mas com base em dados de recurso, rede, armazenamento e impactos ambientais.

A extensão temporária do regime excecional de áreas dedicadas e o desenvolvimento, em 2026, de orientações específicas sobre áreas para rede e armazenamento reforçam uma mensagem central para este relatório: a aceleração das renováveis exige olhar para geração, rede e armazenamento como uma cadeia integrada de infraestrutura. A simples designação de áreas para geração, sem correspondência em rede ou flexibilidade, pode produzir mais *pipeline* administrativo sem acelerar a produção de mais eletricidade a partir de fontes renováveis.

1.2 Enquadramento nacional no SEN

O Decreto-Lei n.º 15/2022 reorganizou o Sistema Elétrico Nacional (SEN) em torno das atividades de produção, armazenamento, autoconsumo, transporte, distribuição, agregação e comercialização. Para o contexto das ZAER, o diploma é especialmente relevante por quatro razões. Primeiro, porque consolida o regime de título de reserva de capacidade (TRC), que continua a ser o principal ponto de estrangulamento no acesso à rede. Segundo, porque enquadra a hibridização e o sobreequipamento como formas de utilizar melhor capacidade existente. Terceiro, porque reconhece o armazenamento como atividade autónoma no SEN. Quarto, porque sistematiza o autoconsumo e as comunidades de energia, abrindo caminho à dimensão descentralizada da transição energética.

A experiência recolhida no decorrer deste projeto mostra, contudo, que o potencial transformador do DL 15/2022 depende fortemente da sua operacionalização. Persistem dificuldades na coordenação entre licenciamento energético, ambiental e municipal; incerteza quanto ao tratamento

de ligações flexíveis; e desalinhamentos entre a ambição legal e a execução regulatória. A informação recolhida junto de promotores e operadores aponta para um problema recorrente: há regras, mas a sua aplicação prática continua lenta, fragmentada e, por vezes, incompatível com os prazos que a transição energética exige.

1.3 Planeamento energético e de rede: PNEC, RNC, RMSA, PDIRT-E e PDIRD-E

O PNEC 2030 revisto fixa uma ambição elevada para a eletrificação, o crescimento de solar e eólico e a incorporação de renováveis. O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 fornece o horizonte de longo prazo. Nos contributos recolhidos, foi repetidamente referido que estas metas não se traduzem de forma coerente no planeamento da rede elétrica. Vários participantes dos grupos focais referiram explicitamente que “a rede não é tida em consideração no PNEC”, e que o RMSA 20330 parte de pressupostos mais conservadores, que não permitem justificar reforços antecipatórios compatíveis com as metas políticas inscritas no PNEC.

O RMSA-E é decisivo porque influencia a leitura sobre adequação, procura futura e necessidade de infraestrutura. Porém, segundo os contributos recolhidos, o RMSA tem funcionado sobretudo como instrumento de prudência, não como motor de antecipação. Quando as taxas de crescimento de consumo assumidas são moderadas, os operadores têm pouca base para desenvolver rede antes de a procura estar firmemente materializada. Isto ajuda a explicar a razão pela qual existem regiões com elevado recurso e potencial renovável, onde a rede continua a não ter capacidade suficiente para acomodar o potencial de expansão desejado.

Do lado da infraestrutura física, o PDIRT-E e o PDIRD-E são os instrumentos que devem ancorar tecnicamente o desenho das ZAER. Adicionalmente, as próprias ZAER devem ser consideradas como elementos orientadores dos planos de investimento, garantindo que a rede vai ao encontro das áreas de aceleração de energias renováveis.

2. Boas práticas internacionais

2.1 Orientação europeia sobre aceleração

A Comissão Europeia reforçou, na Recomendação (UE) 2024/1343, que a aceleração de projetos renováveis e de infraestrutura associada deve assentar em procedimentos claros, calendarizados e orientados para dados. O guia técnico associado sobre *renewables acceleration areas* insiste em três pontos particularmente relevantes para Portugal: (i) a identificação de áreas deve ser diferenciada por tecnologia; (ii) o processo deve usar cartografia de recurso, ambiente e rede em simultâneo; e (iii) a designação deve ser acompanhada de uma plataforma ou sistema que permita sinalizar necessidades de ligação à rede desde fases iniciais do projeto. Em janeiro de 2026, novas orientações europeias foram mais longe ao recomendar prioridade a áreas próximas das ZAER, a áreas com recurso relevante, a zonas com capacidade de rede e a zonas onde os congestionamentos estejam a travar a eletrificação e a integração de renováveis.

A lição é clara: a aceleração não deve ser apenas “licenciar mais depressa”, mas também localizar melhor e investir em rede e armazenamento onde estes maximizem a integração da energia produzida. Esta orientação é especialmente importante para Portugal, onde parte substancial do bloqueio resulta da dificuldade em transformar recurso em produção efetivamente entregue ao sistema.

2.2 Alemanha: reserva territorial e visibilidade regulatória

A Alemanha adotou um enquadramento em que a aceleração do eólico em terra se apoia numa obrigação territorial quantitativa. A Lei do Eólico em Terra (Wind-an-Land-Gesetz) estabelece metas para disponibilizar uma percentagem mínima do território à energia eólica, com o objetivo de atingir 2% do território até 2032. O mérito principal desta abordagem não está apenas na quantidade de solo reservado, mas na previsibilidade que dá a promotores, municípios e operadores de rede. Em vez de discutir cada projeto a partir do zero, parte-se de uma expectativa territorial explícita quanto ao papel do eólico.

A lição útil para Portugal não é replicar mecanicamente um limiar de área, mas reconhecer que a aceleração depende de um compromisso territorial previamente assumido. No contexto português, isso sugere que as ZAER não devem ser vistas como manchas “adicionais” em território indiferenciado, mas como zonas onde o Estado, os municípios e os operadores assumem explicitamente que determinadas tecnologias são desejáveis e compatíveis, com condições de rede e licenciamento preparadas em conformidade.

2.3 Itália e Espanha: autoconsumo coletivo, comunidades e simplificação

A experiência italiana é relevante sobretudo na dimensão do autoconsumo coletivo e das comunidades de energia. O quadro regulatório italiano foi reforçado por atos específicos de incentivo e pelas regras operativas, permitindo modelos de autoconsumo partilhado e comunidades com incentivos dedicados, maior clareza operacional e, mais recentemente, atualização de incentivos e alargamento de elegibilidade. Para o tema das ZAER, a lição italiana é que a aceleração não se limita a *utility scale*: a via descentralizada torna-se real quando o investidor sabe como licenciar, como partilhar e como receber remuneração pela energia partilhada.

A Espanha oferece duas lições complementares. A primeira é a simplificação do autoconsumo e a consolidação do autoconsumo coletivo como regime normal, não residual. A segunda é a articulação entre planeamento energético e rede, incluindo a noção de que a expansão renovável deve dialogar com a infraestrutura existente e com as necessidades de consumo. Para Portugal, ambos os exemplos reforçam a importância de não limitar as ZAER a áreas rurais de grande escala e de considerar zonas industriais, periurbanas e áreas artificializadas como parte da solução.

2.4 Holanda, Bélgica e outras experiências urbanas

No grupo focal sobre soluções urbanas foram referidos exemplos da Holanda e da Bélgica em que comunidades de energia e uso de telhados públicos são apoiados por critérios de seleção que valorizam benefícios sociais e ambientais, e não apenas o retorno económico privado. Foi ainda referida a utilização histórica de *feed-in tariffs* para pequena produção e modelos que remuneram energia partilhada em comunidade. Estas práticas interessam a Portugal porque a dificuldade nacional não é a falta de interesse social, mas a ausência de enquadramentos simples, previsíveis e financeiramente robustos para transformar esse interesse em projetos executáveis.

Também foram referidos exemplos de integração de solar fotovoltaico em património urbano na Holanda e na Áustria, em Viena, bem como possibilidades de exploração de eólico em contexto portuário, com referência a portos dinamarqueses. A principal lição não é que todas estas soluções sejam transplantáveis, mas que a regulação deve distinguir claramente entre áreas do “sim”, do “não” e do “talvez”, evitando a bitola única que trava tanto projetos adequados como inadequados.

3. Potencial do recurso renovável e critérios para o desenho das ZAER

3.1 Recurso solar e eólico: leitura territorial

Os contributos recolhidos mostram consenso quanto ao facto de não ser consequente identificar ZAER onde não haja recurso renovável ou rede. No caso português, isso obriga a uma diferenciação territorial clara. O solar FV apresenta grande potencial em quase todo o território continental, com maior destaque para o Alentejo, interior Centro e Sul. O eólico *onshore* concentra o potencial sobretudo no Norte e Centro do país, em particular no Minho, Trás-os-Montes e Beiras.

3.2 Condicionantes físicas e distância à rede

A distância à rede surge como variável decisiva para a viabilidade dos projetos. Vários promotores indicaram que projetos dificilmente permanecem viáveis quando a distância à subestação da rede excede 10 km, podendo em alguns casos admitir-se 20 km. Para além do custo da linha, a complexidade fundiária dos corredores - com dezenas ou centenas de proprietários - torna o projeto menos viável e mais sujeito a bloqueios.

Do ponto de vista físico, importa também cruzar declives, topografia, servidões aeronáuticas e meteorológicas, estruturas ecológicas municipais e compatibilidade com PDM. Não basta haver recurso; é necessário haver terrenos com condições topográficas adequadas, ausência de servidões impeditivas e compatibilidade urbanística mínima. Para o solar, isto afasta áreas muito acidentadas; para o eólico, impõe leitura cuidada das servidões e dos corredores de ligação.

A distância à rede não deve ser considerada como critério de exclusão de uma ZAER potencial, a não ser que o número e dimensão de potenciais ZAER seja muito grande, comparado com as necessidades para aceleração. Caso seja muito grande¹, então pode fazer sentido restringir a oferta de ZAERs às áreas em cuja implementação o projeto possa ter maior viabilidade.

3.3 Dimensão dos projetos e risco de acumulação de condicionantes

Os contributos das concessionárias, promotores e equipa interna convergem numa ideia: áreas demasiado extensas tendem a acumular condicionantes e a tornar-se tecnicamente inadequadas. A sobreposição de todos os critérios de adequação pode conduzir a um conjunto vazio. Em contraste, zonas mais pequenas, próximas da rede e frequentemente ancoradas em projetos existentes ou em áreas já intervencionadas, apresentam maior probabilidade de serem efetivamente desenvolvidas.

¹ Como resulta do mapa, no caso do Solar FV o potencial de ZAER é muito maior do que o considerado necessário para atingir as metas. Por isso, foi decidido para o solar FV restringir a oferta a áreas relativamente grandes (>100 ha) e próximas da rede (<10 km) – ver secção seguinte.

Daqui decorre uma conclusão operativa importante: as ZAER devem ser modulares. Em vez de grandes manchas territoriais contínuas, deve procurar-se ter um mosaico de zonas de menor dimensão, com função distinta: zonas de desenvolvimento de novos projetos em *greenfield* e outras zonas para sobreequipamento e hibridização, expansão solar próxima de consumo ou rede, zonas periurbanas associadas a polos industriais e zonas urbanas/artificializadas destinadas a autoconsumo coletivo e comunidades de energia.

No que diz respeito às zonas para desenvolvimento de novos projetos em *greenfield*, há que ter em consideração a dimensão mínima que essas zonas devem ter para permitir desenvolver projetos e investimento com uma eficiência adequada.

As dimensões economicamente viáveis não são independentes do tipo de recurso/tecnologia. No caso do solar, a dimensão mínima situa-se em limiares mais elevados do que no caso do eólico, devido ao facto dos preços atuais da eletricidade serem baixos nas horas solares e à necessidade de diluir os custos fixos de construção e operação num volume grande de energia para viabilizar o projeto.

3.4 Dimensão mínima das zonas por tipo de recurso: solar e eólico

A dimensão das ZAER deve permitir aos promotores desenvolver projetos com dimensão mínima para garantirem um retorno adequado do investimento. Essa dimensão depende do tipo de recurso renovável e da abundância do recurso na região em que se inscreve a ZAER. A determinação da dimensão mínima para os projetos serve para evitar a identificação no mapa de manchas demasiado pequenas, sem valor prático para os promotores.

Os resultados da análise realizada sobre as economias de escala dos projetos, depois de confrontada nos grupos focais do SEN com a prática de promotores com experiência de projeto em Portugal continental, é resumida nas Tabela 1 e Tabela 2.

A Tabela 1 apresenta a dimensão considerada mínima necessária para capturar 90% da eficiência económica máxima de projetos *greenfield* centralizados, sem hibridização, implantados em área territorial contínua em que o recurso é considerado abundante².

Tabela 1. Dimensão mínima necessária para capturar 90% da eficiência máxima dos projetos

| Tipo de Recurso | Potência [MW] | Densidade D [MW/ha] | Dimensão ZAER [ha] |
|-----------------|---------------|-------------------------|--------------------|
| Solar FV | > 50 | $0,50 \leq D \leq 1,00$ | > 100 |
| Eólico em terra | > 35 | $0,06 \leq D \leq 0,11$ | > 580 |

² No caso do Solar FV, o recurso é abundante quando GHI > 600 kWh/ano; no caso do Eólico em terra, quando a utilização NEPS > 2100 h/ano.

A Tabela 2 apresenta a dimensão que é considerada suficiente para capturar a eficiência máxima de projetos *greenfield* centralizados, sem hibridização, implantados em regiões em que o recurso é considerado abundante.

Tabela 2. Dimensão suficiente para capturar a máxima eficiência dos projetos

| Tipo de Recurso | Potência [MW] | Densidade D [MW/ha] | Dimensão ZAER [ha] |
|-----------------|---------------|-------------------------|--------------------|
| Solar FV | 100 | $0,50 \leq D \leq 1,00$ | > 100 |
| Eólico em terra | 75 | $0,06 \leq D \leq 0,11$ | > 680 |

A Dimensão da ZAER (em ha) é determinada a partir da dimensão do projeto (em MW) com base no valor da densidade (em MW/ha), que traduz a capacidade de utilizar a área territorial para produzir eletricidade a partir de cada tipo de recurso renovável. Essa capacidade varia significativamente com a tecnologia e a como a densidade territorial de painéis solares ou de aerogeradores. Note-se que em nenhum dos casos, a dimensão ZAER estimada corresponde à área ocupada por painéis e, muito menos, por sapatas de torres de aerogeradores. As áreas estimadas são áreas de implantação do projeto, que incluem servidões e outras ocupações, e que no caso do eólico garantem que o efeito de esteira não é significativo para as direções predominantes do vento e distribuição espacial das torres.

No caso do recurso eólico, o valor apresentado nas tabelas é calculado assumindo uma disposição matricial de aerogeradores numa área territorial única e contínua. Por isso, a interpretação das tabelas no que respeita ao valor estimado da Dimensão ZAER para o eólico deve ter em atenção o facto da distribuição espacial das torres poder ser não-matricial – caso em que o projeto tem vários núcleos geograficamente separados. Nesses casos, o valor apresentado para a área ZAER (em ha) poder ser, de facto, conseguido com recurso a várias ZAER geograficamente próximas umas das outras, cuja área total pode ser muito inferior ao valor apresentado — no limite, por absurdo, o projeto poderia ter um núcleo por aerogerador e requerer uma área pequeníssima, igual à soma das áreas das sapatas de cada aerogerador.

4. Metas de referência, dimensão das ZAER e descentralização

4.1 PNEC, capacidade atribuída e capacidade não concretizada

A informação obtida pela equipa de projeto aponta de forma consistente para a existência de cerca de 8,7 GW de produção renovável (grande parte solar) com TRC ou acordos de ligação que ainda não se materializaram em capacidade ligada. Este é talvez o indicador mais importante para um decisor público: antes de discutir apenas “mais capacidade nova”, importa perceber porque é que um valor tão expressivo de capacidade já atribuída não se converte em produção ligada *de facto*. As razões invocadas incluem mercado, licenciamento ambiental, incerteza contratual e custos acrescidos de ligação.

Admitindo que a capacidade atribuída (com TRC mas ainda não ligada) não vai ser ligada no curto prazo para cumprir os objetivos do PNEC 2030, para atingir as metas do PNEC 2030 (que são de cerca de 15,1 GW para o solar centralizado e de 10,4 GW para o eólico *onshore*) seria necessário ligar até 2030 cerca de 9.000 MW de solar FV e 4.100 MW de eólico *onshore*.

Para ligar a nova capacidade, são necessários pelo menos 9.000 ha de área de projeto para o solar FV, e pelo menos 37.000 ha de área de projeto para o eólico. Estes valores dependem das densidades consideradas para determinar a dimensão mínima dos projetos. Se usarmos os valores mais pessimistas de densidade, as áreas necessárias passam para aproximadamente o dobro dos valores indicados anteriormente. Os intervalos de valores para as áreas necessárias são apresentados na tabela abaixo para a gama de valores de densidade considerada no capítulo anterior.

Tabela 3. Necessidades totais ZAER por tipo de recurso

| Tipo de Recurso | Capacidade 2025 [MW] | Meta PNEC 2030 [MW] | Densidade D [MW/ha] | Área A da ZAER [ha] |
|-----------------|----------------------|---------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Solar FV | 6.100 | 15.100 | $0,50 \leq D \leq 1,00$ | $9.000 \leq A \leq 18.000$ |
| Eólico em terra | 6.300 | 10.400 | $0,06 \leq D \leq 0,11$ | $37.000 \leq A \leq 68.000$ |

4.2 Centralizado versus descentralizado

O grupo focal urbano introduz uma questão decisiva: poderá ser mais exequível cumprir parte relevante das metas de 2030 pela via descentralizada do que pela concretização integral do *pipeline* centralizado? Os contributos apontam no sentido de que o autoconsumo e as comunidades de energia, apoiados por programas como o Fundo Ambiental, foram capazes de gerar 1-2 GW adicionais em poucos anos, com forte aceitação social e menor dependência da rede de transporte. Em contrapartida, o centralizado, embora mais barato por unidade instalada, enfrenta maior

dependência de capacidade de rede, maior exposição a oposição local e maior sensibilidade ao preço de mercado.

A conclusão não deve ser uma escolha binária. O sistema português precisa de grandes projetos e de produção distribuída. Mas o relatório sustenta que a política pública deve deixar de tratar o descentralizado como complementar residual. No desenho das ZAER, isto implica reservar espaço institucional e regulatório para ambos os segmentos: *utility scale* onde o recurso e a rede o justificam, e expansão do fotovoltaico distribuído e do autoconsumo coletivo onde a proximidade à procura reduz os custos sistémicos e acelera a execução.

4.3 Diversificação da matriz e valor sistémico das tecnologias

Os contributos do grupo focal urbano alertam para o risco de uma estratégia demasiado concentrada no solar fotovoltaico centralizado. O solar pode ocupar capacidade de rede em períodos de baixa necessidade sistémica e tem contributo limitado no inverno, ao passo que o eólico tem maior fator de utilização e maior valor para a segurança de abastecimento. A hídrica com bombagem acrescenta flexibilidade e adequação. A biomassa e o solar térmico surgem como referências adicionais para diversificação.

Isto significa que a definição das ZAER deve partir de uma visão de sistema e não de mera aptidão territorial. Uma ZAER ótima para o sistema não é apenas a que minimiza conflitos locais; é também a que contribui para um portefólio de geração mais equilibrado no tempo e menos exigente em reforços de rede e flexibilidade posterior.

5. Acesso à rede e gestão do sistema: a principal barreira

5.1 Diagnóstico

A frase mais repetida nos contributos recolhidos é inequívoca: a rede tem sido a principal barreira à integração de renováveis. Isto aparece na reunião do grupo focal do SEN e nas observações de promotores e especialistas. A dificuldade assume várias formas: falta de capacidade em nós específicos, lentidão na disponibilização de reforços, concentração geográfica de pedidos, incapacidade em distinguir projetos robustos de projetos especulativos e rigidez no interface transporte-distribuição.

O problema não se resume à rede de transporte. Foi salientado que a distribuição pode ter um papel muito maior do que hoje assume, nomeadamente através do uso mais eficiente do consumo mínimo de subestações, da inversão controlada de fluxos e de soluções de posto de corte em linha. Há também uma preocupação com a falta de visibilidade sobre a capacidade atual e futura por nó, o que torna a seleção de áreas e a decisão de investimento menos racional do que deveria ser.

5.2 Revisão das metodologias de atribuição e revalidação de capacidade

O modelo de *first-come, first-served* é considerado inadequado porque mantém a rede ocupada por projetos que podem demorar a materializar-se ou nunca se concretizarem. O modelo confere direitos que são adquiridos contra deveres de execução pouco exigentes. No grupo focal do SEN foi defendido que a rede deveria definir capacidades-alvo por zona, permitindo depois seleção ou rateio entre projetos e evitando concentrações exageradas de pedidos numa determinada zona.

A revisão do modelo deve incluir marcos vinculativos para execução, regras robustas de caducidade e mecanismos de revalidação que distingam atrasos imputáveis ao promotor de atrasos causados por entidades públicas. Deve também incorporar informação sobre viabilidade económica e maturidade processual, para evitar que capacidade escassa permaneça bloqueada por projetos sem probabilidade realista de entrada em serviço, evitando intenções especulativas.

O novo modelo deverá evoluir para *first ready, first served*, onde projetos mais desenvolvidos e robustos são privilegiados. A título de exemplo, o novo regime de atribuição de TRCs no Reino Unido (TMO4+), criado justamente para resolver o problema da fila de espera de projetos com capacidade atribuída, utiliza um critério *first ready and needed, first connected*, onde a prioridade é dada a projetos com maturidade (licenciamento, terrenos, financiamento) de acordo com o seu alinhamento estratégico (rede, tecnologia, localização). Este modelo começa por atribuir aos projetos dois canais de acesso ("Gates"): um canal para projetos pouco maduros e sem data firme de ligação, e um outro canal para projetos prontos, com posição efetiva na fila e data de ligação. De seguida, reavalia toda a fila existente, reordenando-a e eliminando os projetos *zombie*. Na gestão da fila, é usado um mecanismo de caducidade baseado em *milestones* obrigatórias, que incluem a submissão de licenciamento, evidência de progresso e prazos rígidos. O não cumprimento das *milestones* leva à

saída da fila (libertação de capacidade), o que faz com que o TRC deixe de ser um direito adquirido e passe a ser um direito condicionado à execução efetiva do projeto.

5.3 Rede elétrica: investimento antecipatório e otimização

Foi referido que, com taxas de crescimento de consumo modestas, o desenvolvimento antecipatório de rede se torna difícil de justificar nos moldes tradicionais. Porém, precisamente por isso, o quadro regulatório deve evoluir para reconhecer o investimento antecipatório como uma condição de aceleração quando exista coerência com o PNEC, com as ZAER e com a evidência de recurso e procura futura. Caso contrário, o sistema fica preso numa lógica em que a rede só avança quando a procura está materializada, mas a procura elétrica e os projetos renováveis não avançam porque a rede não existe.

6. Aceleração no acesso e imunização de impactos na rede

6.1 Reequipamento, sobreequipamento e hibridização

A curto prazo, o Decreto-Lei n.º 15/2022 é muito claro ao apontar três instrumentos de aceleração imediata: reequipamento, sobreequipamento e hibridização. O reequipamento permite substituir turbinas antigas por equipamentos mais eficientes, aumentando produção com o mesmo vento e frequentemente reduzindo o número de aerogeradores³. O sobreequipamento permite instalar potência adicional mantendo o mesmo limite de injeção. A hibridização combina tecnologias - eólico, solar, hídrico, baterias - no mesmo ponto de ligação, usando melhor a capacidade existente.

Estas opções têm duas vantagens decisivas. Primeiro, usam capacidade de rede e, em parte, licenciamento já existentes. Segundo, ancoram-se em zonas que já foram, de algum modo sujeitas a avaliação. Foi referido no grupo focal do SEN que a hibridização eólico-solar no Norte pode permitir aumentos de 20% a 30% da energia injetada sem mais capacidade de rede. Também foi sublinhado que parques hídricos podem servir de ponto de ligação a novos projetos solares ou eólicos. No entanto, persistem barreiras contratuais, nomeadamente o receio de perda de garantias de compra em parques antigos, que importa clarificar juridicamente.

6.2 Ligações flexíveis, co-localização produção-consumo e soluções de rede

O estudo recolheu interesse em soluções de ligação com restrições, mas também preocupação com a alocação de risco. Foi referido que o risco de desaparecimento do consumo que suporta uma ligação de injeção não deve recair sobre o operador de rede. Esta observação é relevante para o desenho de regimes flexíveis: a ligação deve ser tecnicamente possível, economicamente sinalizada e contratualmente clara quanto a cortes, prioridade e responsabilidades.

Em paralelo, foi referida como virtuosa a articulação produção/consumo. Isto vale tanto para autoconsumo como para ZAER periurbanas ou industriais. Áreas adjacentes a zonas industriais ou grandes consumos, mesmo fora da lógica clássica do autoconsumo, podem acelerar renováveis porque reúnem rede, procura e território compatível.

6.3 N-1, DLR, agregadores e digitalização

O grupo focal do SEN avançou várias propostas de otimização. Entre elas, *dynamic line rating*, flexibilização transitória e controlada do critério N-1, uso de transformadores de reserva partilhados, agregadores e centrais virtuais e melhor digitalização da rede. O racional comum é claro: antes de

³ O aproveitamento do espaço potencialmente libertado pelo reequipamento para lançar novos processos competitivos que não sejam necessariamente reservados ao promotor existente permite aproveitar locais de bom recurso e rede existente, mas também criar incentivos para acelerar o reequipamento.

construir toda a rede nova necessária para o sistema de 2040, importa extrair mais capacidade útil da rede existente e planeada para 2030.

Estas soluções não eliminam a necessidade de reforço, mas reduzem *curtailment*, aumentam capacidade operacional e permitem ligar mais renováveis no curto prazo. Devem por isso ser encaradas como instrumentos de aceleração e não apenas de operação. Exigem, no entanto, enquadramento regulatório, capacidade de monitorização e remuneração adequada dos serviços prestados.

7. Armazenamento como instrumento de aceleração e de adequação do sistema

7.1 Centralidade do armazenamento

Na Diretiva (UE) 2023/2413 (RED III), o armazenamento aparece não como tema periférico, mas como um dos fatores de aceleração que podem alterar os próprios cenários de localização e tecnologia das ZAER. Em sistemas com elevada preponderância de recursos solar e eólico, o armazenamento deixa de ser apenas uma tecnologia de arbitragem que permite viabilizar projetos e torna-se num instrumento crítico da integração de energia renovável, reduzindo *curtailment* e permitindo mitigar congestionamentos na rede, além de prestar serviços de sistema, reforçando a segurança de abastecimento.

A questão política não é, por isso, “se” o armazenamento é necessário, mas “como” lhe reconhecer valor sistémico e criar enquadramento para o investimento. A relevante é de que modo se pode quantificar a relação entre mais armazenamento e mais potência renovável integrada. Essa é a pergunta certa para o decisor, porque desloca a discussão do custo isolado da bateria ou da bombagem para o benefício sistémico que estas tecnologias desbloqueiam.

7.2 Hídrica com bombagem

A bombagem hidroelétrica é identificada como tecnologia prioritária por várias razões: escala, maturidade, capacidade de deslocação temporal, contribuição para a adequação e potencial de integração com barragens e centrais hídricas existentes. O caso de Alto Lindoso foi referido, bem como a estranheza de interpretações que recusam considerar bombagem como armazenamento, neste caso em concreto. Em termos de política pública, isso revela a necessidade de uniformizar entendimento institucional e ambiental sobre o papel da bombagem no novo sistema elétrico.

A hídrica com bombagem não serve apenas para “guardar” excesso de produção; serve também para providenciar flexibilidade, reserva e capacidade firme em períodos críticos. Num sistema ibérico fracamente interligado com o centro da Europa, esta capacidade ganha ainda mais importância. O relatório deve, por isso, recomendar que as ZAER e as áreas de infraestrutura associada considerem explicitamente a bombagem como ativo de integração renovável, incluindo hibridização hídrica-solar para utilização de ligações existentes e articulação com metas de segurança de abastecimento.

7.3 Baterias: front-of-the-meter e behind-the-meter

As baterias surgem em dois planos complementares. As soluções *front-of-the-meter*, ligadas à rede ou co-localizadas com parques renováveis, ajudam a reduzir congestionamentos locais, a deslocar energia e a prestar serviços de sistema. As soluções *behind-the-meter*, junto a consumidores ou em autoconsumo, reduzem picos, aumentam taxa de autoconsumo e podem apoiar redes de

distribuição mais pressionadas. No contexto das ZAER, ambas devem ser tratadas como instrumentos legítimos de aceleração.

Todavia, existem barreiras importantes: o Despacho 1859/2025, referido como impondo às BESS a prestação de todos os serviços de sistema sem remuneração garantida. Se esta leitura se confirmar na aplicação prática, o resultado é um desincentivo direto ao investimento em armazenamento. O decisor político deve por isso rever urgentemente qualquer enquadramento que imponha obrigações sistémicas sem modelo remuneratório proporcional. Baterias chamadas a suportar a adequação do sistema têm de ter remuneração estável, seja via mercados de serviços de sistema, contratos específicos ou mecanismos híbridos.

7.4 Adequação do sistema, inércia e serviços de sistema

O facto de a península Ibérica estar fracamente interligada com a Europa central introduz uma dimensão muitas vezes ausente do debate sobre ZAE: a substituição de geração síncrona por renováveis sem inércia e o aumento potencial do RoCoF implicam que a aceleração renovável tenha de ser acompanhada por recursos capazes de fornecer resposta rápida, controlo de tensão e estabilidade transitória. Isto inclui baterias com *fast frequency response*, inversores com capacidade de grid-forming, compensadores síncronos, regulação dinâmica de potência reativa e reforço dos mecanismos de controlo de tensão.

A recomendação política aqui é simples: a aceleração das renováveis não pode ser desligada da aceleração dos recursos de flexibilidade e estabilidade. O armazenamento deve ser enquadrado também como infraestrutura de adequação e não apenas de integração económica de energia. Esta abordagem é coerente com orientações recentes da IEA, da ENTSO-E e da própria Comissão sobre a necessidade de investir em redes, armazenamento e outros recursos de flexibilidade.

8. Autoconsumo, produção descentralizada e comunidades de energia

8.1 Autoconsumo como acelerador

O autoconsumo aproxima produção e consumo, reduz a dependência da rede de transporte, diminui perdas, acelera o tempo de execução e reforça a aceitação social. Em vários contextos urbanos e industriais, permite integrar renováveis onde a procura já existe, transformando a rede de consumo num vetor de aceleração.

No grupo focal urbano foi mesmo defendido que poderá ser mais fácil cumprir parte relevante das metas do PNEC pela via descentralizada do que pela concretização integral do pipeline centralizado, desde que haja enquadramento financeiro e regulatório adequado. Esta não é uma conclusão ideológica; decorre do reconhecimento de que o segmento descentralizado mostrou dinamismo recente, impulsionado por fundos públicos e por motivações económicas associadas à fatura.

8.2 Potencial técnico urbano e limitações do edificado

O potencial técnico do fotovoltaico urbano em coberturas foi referido com um valor de referência de 28 GW no estudo do LNEG. No entanto, os participantes alertaram para uma diferença importante entre potencial técnico teórico e potencial concretizável a curto prazo. Muitos telhados exigem obras estruturais; há sombreamentos por chaminés, antenas e volumes técnicos; e faltam dados granulares sobre o estado do edificado. A maior associação de proprietários de Lisboa indicou mesmo que cerca de metade dos telhados pode não ser aproveitável no estado atual.

A implicação para política pública é dupla. Por um lado, o potencial urbano não deve ser desvalorizado só porque não é imediatamente convertível. Por outro, a aceleração do fotovoltaico urbano deve ser articulada com reabilitação do edificado, programas de apoio e soluções coletivas que permitam rentabilizar coberturas mesmo quando o proprietário individual não consome a maior parte da produção.

8.3 Autoconsumo individual, coletivo e comunidades

Os contributos recolhidos são particularmente ricos nesta matéria. O autoconsumo individual é visto como importante, mas frequentemente insuficiente em edifícios urbanos com baixo consumo diurno. O autoconsumo coletivo e as comunidades de energia tornam-se, por isso, essenciais para maximizar coberturas de escolas, pavilhões, edifícios públicos e condomínios. Permitem partilhar produção entre diferentes perfis de consumo, aumentar a taxa de aproveitamento local da energia e criar benefícios económicos e sociais mais amplos.

Contudo, Portugal mantém barreiras relevantes: partilha local sujeita a tarifas de acesso vistas como desincentivadoras; necessidade de casar *ex ante* CPE de consumo no licenciamento; critérios de

proximidade por posto de transformação; e enquadramento legal das comunidades mais restrito do que o das diretivas europeias. Foi salientado que a legislação portuguesa exige UPAC própria em nome da comunidade, restringindo artificialmente o universo de entidades elegíveis e limitando modelos cooperativos ou cívicos mais amplos.

8.4 Estrangulamentos tarifários e económicos

O grupo focal urbano identificou uma distorção de fundo: o sistema elétrico tem custos predominantemente fixos, mas cobra-se largamente por kWh. Isto afeta os sinais ao autoconsumo e à deslocação de consumo para horas solares. Acresce que o autoconsumo individual pode perder atratividade perante contratos dinâmicos em horas de preço baixo, enquanto o autoconsumo coletivo não vê excedentes devidamente valorizados e enfrenta complexidade tecnológica e regulatória. A revisão de períodos horários e o aumento da componente fixa da tarifa podem também produzir efeitos contraditórios se não forem calibrados para favorecer consumo útil em horas solares.

Daqui decorre que a aceleração do autoconsumo não depende apenas de simplificação administrativa. Depende também de um regime tarifário coerente com os objetivos de política energética. Em termos práticos, isso significa reduzir incerteza anual sobre tarifas de partilha, valorizar excedentes de forma mais estável, promover modelos tipo VNM quando adequados e ponderar incentivos fiscais e financeiros específicos para o segmento urbano e social.

8.5 Comunidades de energia, benefícios sociais e boas práticas

As comunidades de energia são consideradas, não apenas como solução energética, mas como instrumento de aceitação social, equidade e criação de valor local. Podem incorporar mobilidade elétrica partilhada, reforçar resiliência urbana e distribuir melhor os benefícios da transição. Foi referido que o interesse social por estes modelos é elevado e superior ao esperado, mas as associações, autarquias e condomínios carecem de apoio técnico e administrativo para estruturar projetos.

As boas práticas internacionais apontam em duas direções. Na Itália, regimes específicos para CER e autoconsumo difundido oferecem enquadramento mais simples e incentivos claros. Na Holanda e na Bélgica, o uso de telhados públicos e critérios não estritamente económicos ajudou a desbloquear projetos com valor social. A lição para Portugal é que comunidades de energia não se desenvolvem apenas com a consagração legal abstrata; exigem modelos operacionais simples, apoio técnico e estabilidade económica.

8.6 Papel do autoconsumo nas ZAER

As ZAER devem incluir, para além das áreas de grande produção, uma dimensão de aceleração descentralizada. Isso inclui áreas urbanas e periurbanas, proximidade a zonas industriais, equipamentos públicos e coberturas com potencial coletivo. Em áreas artificializadas onde já existe rede para consumo, a integração de geração renovável até ao limite do consumo local - e eventualmente acima dele através de comunidades - foi identificada como uma via imediata de aceleração. Também o caso ferroviário do Entroncamento, referido pelas Infraestruturas de Portugal, mostra como autoconsumo setorial em infraestruturas críticas pode tornar-se demonstrador importante.

Em síntese, tratar o autoconsumo como capítulo autónomo das ZAER significa reconhecer que acelerar renováveis não é apenas acelerar centrais, mas também acelerar a transformação do lado da procura em plataforma de integração de energia limpa.

9. Conclusões e recomendações de política pública

A informação reunida no projeto permite afirmar que a aceleração das energias renováveis em Portugal depende de um pequeno conjunto de fatores críticos: melhor articulação entre PNEC, RMSA e planeamento de rede; revisão do modelo de atribuição e libertação de capacidade de ligação à rede; uso intensivo de reequipamento, sobreequipamento e hibridização; integração estrutural do armazenamento; e elevação do autoconsumo e das comunidades de energia a instrumentos centrais, e não marginais, da política energética.

As ZAER só serão eficazes se forem concebidas como instrumento sistémico. Isso significa que cada zona deve ser avaliada não apenas pela aptidão territorial, mas também pelo seu efeito sobre a rede, o armazenamento necessário, a proximidade ao consumo e a sua capacidade de gerar implantação efetiva até 2030. Zonas modulares, pequenas, tecnologicamente diferenciadas e próximas de rede e/ou de centros de consumo apresentam maior probabilidade de ser utilizadas do que grandes manchas genéricas.

A política pública deve, por último, reconhecer explicitamente que acelerar renováveis é também acelerar infraestrutura de rede e de armazenamento, simplificar interação com municípios, criar condições económicas para projetos hoje inviáveis e remover bloqueios ao autoconsumo coletivo e às comunidades de energia.

Tabela 4. Recomendações Operacionais

| Recomendação Operacional | Entidade(s) Envolvidas | Horizonte Temporal |
|---|------------------------------------|--------------------|
| Usar PDIRT-E e PDIRD-E como base técnica no desenho de ZAER, incluindo informação por subestação/nó sobre capacidade atual, futura e condicionada. | EMER 2030 LNEG GTAER DGEG | Curto Prazo |
| Rever o regime de TRC com marcos vinculativos, caducidade efetiva e critérios de revalidação que distingam atraso do promotor de atraso administrativo. | Governo DGEG | Médio Prazo |
| Reconhecer bombagem hidroelétrica e BESS como recursos do sistema facilitadores de integração e adequação renovável, com remuneração adequada de flexibilidade e serviços de sistema. | Governo ERSE DGEG | Médio Prazo |
| Clarificar juridicamente hibridização e sobreequipamento em parques existentes, preservando quando aplicável a separação entre regimes base e energia adicional. | Governo DGEG | Médio Prazo |

| Recomendação Operacional | Entidade(s) Envolvidas | Horizonte Temporal |
|---|---------------------------------------|---------------------|
| Adotar medidas de curto prazo para extrair mais capacidade da rede: dynamic line rating, uso mais ativo da capacidade de gestão do operador da rede de distribuição, transformadores de reserva. | REN E-REDES ERSE DGEG | Curto a Médio Prazo |
| Simplificar autoconsumo coletivo e comunidades de energia, reduzindo exigências <i>ex ante</i> , revendo critérios de proximidade e tornando previsível a partilha e valorização de excedentes. | Governo ERSE DGEG | Médio Prazo |
| Promover programas específicos para telhados públicos, equipamentos coletivos e zonas industriais, articulando reabilitação de edifícios, autoconsumo e armazenamento <i>behind-the-meter</i> . | DGEG Municípios Fundo Ambiental | Médio a Longo Prazo |
| Complementar a aceleração territorial com instrumentos económicos - PPAs, leilões, mecanismos de cobertura de risco - para projetos com licenciamento maduro, mas inviabilidade económica temporária. | Governo ERSE DGEG | Médio Prazo |

Referências

Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023, que altera a Diretiva (UE) 2018/2001, o Regulamento (UE) 2018/1999 e a Diretiva 98/70/CE no que respeita à promoção da energia de fontes renováveis.

Comissão Europeia, Recomendação (UE) 2024/1343, de 13 de maio de 2024, sobre a aceleração dos procedimentos de concessão de licenças para projetos de energia renovável e infraestruturas conexas.

Comissão Europeia, orientações técnicas sobre a designação de renewables acceleration areas e, em 2026, orientações adicionais sobre áreas para rede e armazenamento associadas à integração de renováveis.

Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, regime jurídico do Sistema Elétrico Nacional, com alterações subsequentes.

República Portuguesa (2024). *Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) – versão final atualizada*.

DGEG, Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período 2024-2040 (RMSA-E 2023).

REN, Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade 2022-2031 e documentação subsequente associada ao PDIRT 2025-2034.

E-REDES, documentação disponível sobre o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD-E).

ACER, Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, 2022; e relatórios posteriores sobre integração de mercado e valorização da flexibilidade.

IEA, Renewables 2025; World Energy Outlook 2025; e documentos recentes sobre investimento em redes, armazenamento e flexibilidade.

Ofgem, Summary Decision Document: TMO4+ Connections Reform Proposals – Code Modifications, Methodologies & Impact Assessment, 2025