



SCIENCE & SOCIETY



**A TRANSIÇÃO
ENERGÉTICA**

FICHA TÉCNICA

**INESC TEC SCIENCE & SOCIETY
É PUBLICADA PELO INESC TEC**
INSTITUTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS
E COMPUTADORES, TECNOLOGIA E CIÊNCIA
Campus da FEUP
Rua Dr Roberto Frias
4200-465 Porto
Portugal
+351 222094000
info@inesctec.pt
www.inesctec.pt

COPYRIGHT

Todos os autores dos artigos que constam nesta edição devem ser identificados com copyright pelos seus trabalhos. INESC TEC Science & Society é uma publicação licenciada por Creative Commons Attribution 4.0 International License (CC-BY).

EDIÇÃO ONLINE

science-society.inesctec.pt

EQUIPA EDITORIAL

Manuel Matos (Coordenador do Centro de Sistemas de Energia do INESC TEC)
Ricardo Bessa (Coordenador do Centro de Sistemas de Energia do INESC TEC)
Carlos Moreira (Investigador do Centro de Sistemas de Energia, Professor da FEUP)

CONSELHO EDITORIAL

Artur Pimenta Alves (Diretor Associado, INESC TEC)
Pedro Guedes Oliveira (Consultor do Presidente do INESC TEC e Presidente do Fórum do Outono)
Joana Desport Coelho (Serviço de Comunicação, INESC TEC)
Duarte Dias (Cluster Redes de Sistemas Inteligentes, INESC TEC)
Filipe Joel Soares (Cluster Energia, INESC TEC)
Ana Nunes Alonso (Cluster Informática, INESC TEC)
Mário Amorim Lopes (Cluster Engenharia Industrial e de Sistemas, INESC TEC)
Nuno Moutinho (Ciências da Comunicação, FEP)

DESIGN

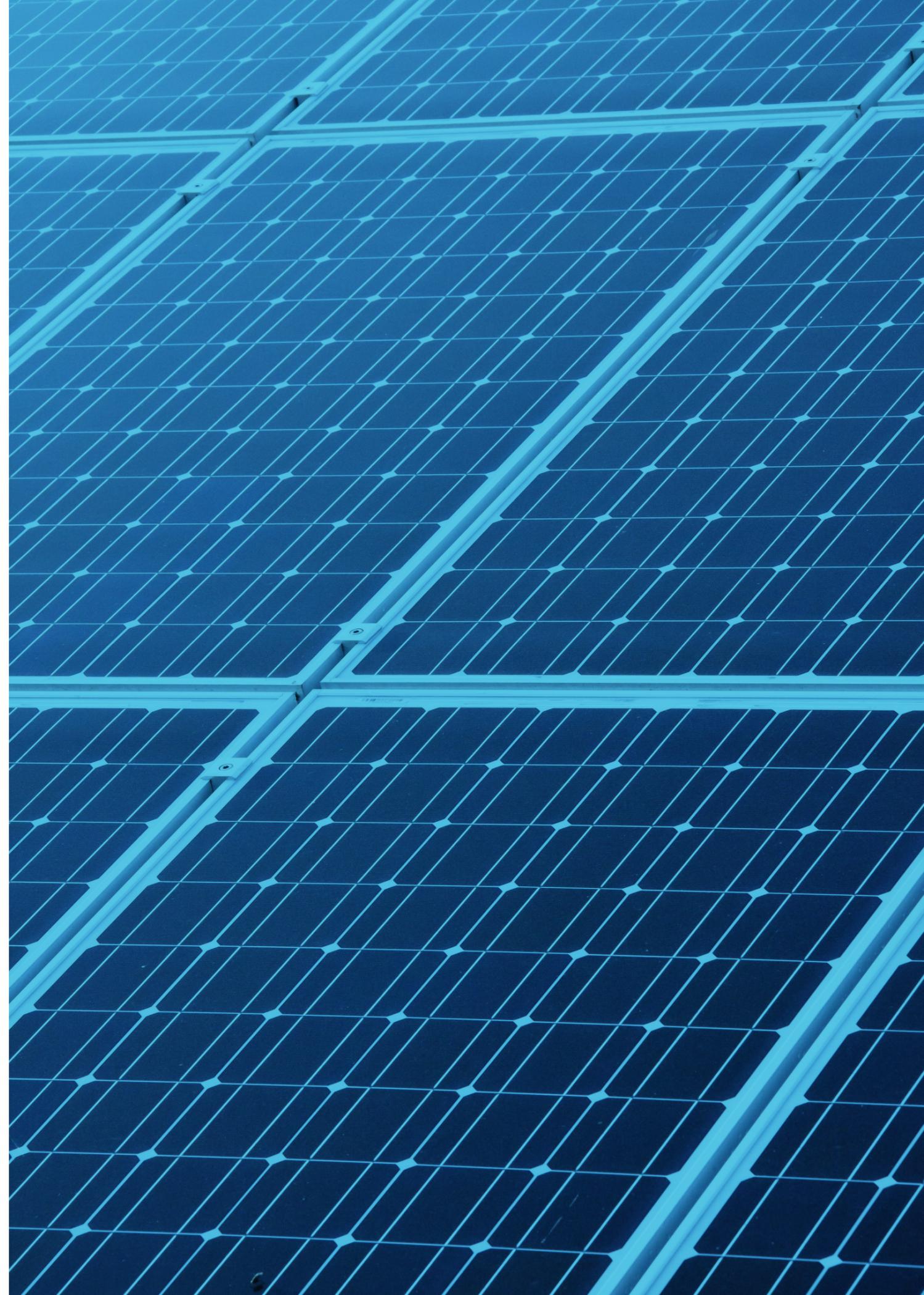
Pedro Fonseca (Serviço de Comunicação, INESC TEC)

TRADUÇÃO

Francisco Azevedo (Serviço de Comunicação, INESC TEC)

APOIO TÉCNICO

João Aguiar (Serviço de Apoio à Gestão, INESC TEC)





ÍNDICE

8 **Abertura**

Artur Pimenta Alves

10 **Editorial**

Carlos Moreira, Manuel Matos e Ricardo Bessa

A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

18 **Operação do Sistema Elétrico - Os Desafios do objetivo de 100% Renováveis**

Rui Castro e Carlos Moreira

22 **Evolução do conceito de segurança de abastecimento**

Leonel Carvalho

26 **Estão os Mercados de Eletricidade Marginalistas a Aproximar-se do seu Fim?**

João Tomé Saraiva

30 **E se a solução mais sustentável para a mobilidade urbana for o teleférico?**

Ezra Raskova e Álvaro Costa

34 **Os Edifícios: um setor particularmente adequado à Transição Energética**

Vítor Leal

40 **Oportunidades e Desafios de uma Indústria Digital, Circular e Sustentável**

Luís Guardão e Zenaida Mourão

44 **Eletrónica de Potência para Redes Elétricas Inteligentes e Microrredes**

João Afonso, Carlos Henggeler Antunes, Vítor Monteiro e Clara Gouveia

52 **Comunidades de energia como um motor de descarbonização do sistema energético**

Ana Rita Antunes, Cláudio Monteiro e José Villar

58 **Utilização de energia offshore através da combinação de diferentes tecnologias: Centrais híbridas offshore**

Bernardo Silva

62 **Até onde pode ir a energia solar fotovoltaica?**

António Vallera e Miguel Centeno Brito

68 **Sistemas multienergia e gases renováveis para uma economia de baixo carbono**

Bruno Henrique Santos, Filipe Joel Soares e João Peças Lopes





SCIENCE & SOCIETY

Este é mais um número da revista "INESC TEC Science & Society", criada pelo INESC TEC com o objetivo de divulgar a ciência à sociedade em geral e assim contribuir para a transformação digital global, na expectativa de que possa ser de interesse para gestores, políticos e técnicos dos sistemas envolvidos na atividade dos setores tratados.

Este número cinco é inteiramente dedicado à transformação energética, questão que assume no momento atual a maior relevância, e que esperamos venha a ter a aceitação que obteve nos números anteriores.

Mais uma vez, os autores são investigadores do INESC TEC, bem como personalidades externas que convidámos para podermos assegurar uma visão mais abrangente do tema.

A revista é distribuída online, em formato PDF, bem como numa plataforma que temos vindo a aperfeiçoar, que permite um acesso mais amigável a partir de terminais móveis. A versão integral em PDF, obviamente num formato próximo do analógico, oferece uma qualidade que não é atingida nas plataformas digitais cujas características são bem diferentes, razão pela qual está em curso uma avaliação de alternativas para melhorar ainda mais a experiência atual.

Resta-me agradecer a todos os que contribuíram, destacando o trabalho realizado pelo Conselho Editorial e pelo Serviço de Comunicação do INESC TEC, e, muito em particular, à equipa de editores convidados do tema deste número e a todos os autores.

Esperamos, sinceramente, que o resultado seja do vosso agrado.

ARTUR PIMENTA ALVES
COORDENADOR DA SÉRIE
PROFESSOR EMÉRITO DA FEUP
DIRETOR ASSOCIADO DO INESC TEC
artur.p.alves@inesctec.pt



A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A descarbonização da economia (e da sociedade) é uma componente indispensável da luta contra as alterações climáticas e as suas terríveis consequências. Embora o termo “transição” sugira continuidade, foram tomadas ou projetadas medidas vigorosas a nível mundial, nomeadamente na União Europeia, primeiro melhorando a carteira de produção de eletricidade (mais renováveis, ausência de carvão, menos gás natural), depois transferindo o consumo em transportes, indústria, e usos domésticos, de combustíveis fósseis para eletricidade. Em todos os casos, a eficiência é uma preocupação relevante.

Esta é uma descrição simplista da transição energética, uma vez que satisfazer os objetivos indicados requer novos desenvolvimentos em muitos domínios técnicos, e mudará a forma como as nossas sociedades se encontram organizadas. Abordar alguns dos aspetos relevantes é a ideia central deste tema especial; portanto, não estamos a descrever sistematicamente todos os detalhes, mas sim a apresentar reflexões originais em tópicos selecionados, como uma contribuição para a perspetiva do leitor sobre o assunto, seja porque o tópico é menos óbvio, ou porque se responde a questões relevantes, nem sempre explicitamente formuladas.

Começamos com a meta de 100% renováveis para o sistema elétrico, algo que é desejado e temido ao mesmo tempo. Carlos Moreira e Rui Castro abordam este tópico e partilham a sua visão sobre as mudanças necessárias para atingir a meta e as consequências globais.

No futuro próximo, a importância da produção distribuída (em particular, a produção solar fotovoltaica na Baixa Tensão), irá aumentar, por referência ao sistema elétrico centralizado tradicional. O conceito de segurança de abastecimento e metodologias associadas pode necessitar de uma reformulação como consequência destas alterações nos fluxos globais do sistema elétrico. Leonel Carvalho discute os aspetos relevantes da avaliação atual e futura da segurança de abastecimento.

Os mercados de eletricidade funcionam em Portugal e na União Europeia com uma estrutura que foi pensada para acomodar agentes convencionais (produtores do sistema centralizado, comercializadores) num esquema marginalista, embora as tarifas feed-in para remunerar a produção em regime especial (cogeração e renováveis) já fossem possíveis desde o início. Deverá esta estrutura manter-se? João Saraiva analisa esta questão, enquanto José Villar, Ana Antunes e Cláudio Monteiro discutem o papel ativo das comunidades energéticas na transição energética. Ainda sobre a organização global do sistema elétrico, mas agora em termos técnicos, temos uma visão do papel dos sistemas de conversão de energia baseados em eletrónica de potência avançada, e da sua contribuição para o desenvolvimento rápido de redes inteligentes e micro-redes - formulada por João Afonso, Carlos Antunes, Clara Gouveia e Vítor Monteiro.

MANUEL MATOS

Coordenador de Centro
INESC TEC

manuel.matos@inesctec.pt

RICARDO BESSA

Coordenador de Centro
INESC TEC

ricardo.j.bessa@inesctec.pt

CARLOS MOREIRA

Investigador Sénior e Professor Auxiliar
INESC TEC e Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
carlos.moreira@inesctec.pt



Como já foi referido, a transição energética é mais do que simplesmente substituir tudo por eletricidade, portanto dedicámos parte do material a tópicos específicos: edifícios, indústria e mobilidade.

É do conhecimento geral que os edifícios são responsáveis por grande parte do uso global de energia, mas Vítor Leal parte desse ponto para salientar o papel dos edifícios como uma “bateria” gigante do sistema de energia

No que respeita à indústria, Zenaida Mourão e Luis Guardão reveem os desafios e oportunidades associadas à transição energética, tirando partido de outras transições em curso para construir um setor industrial mais eficiente, com um forte impacto positivo na sustentabilidade.

A mobilidade é umas principais fontes de discussão, e de teorias, propostas e controvérsia. Contribuímos para o tópico da mobilidade sustentável através de uma perspetiva específica que pode merecer mais atenção. Ezra Raskova e Álvaro Costa apresentam uma alternativa para o modo subterrâneo de mobilidade coletiva e discutem os seus méritos e limitações.

Para responder a uma das perguntas frequentes acerca do futuro das fontes de energia renovável,

António Vallêra e Miguel Brito estimam os limites da produção solar fotovoltaica e a sua suficiência para satisfazer o consumo de eletricidade, considerando diferentes cenários de mobilidade.

O armazenamento tem sido amplamente discutido - desde o clássico armazenamento hídrico e outras formas não elétricas de armazenamento, até às baterias móveis ou estacionárias -, mas optámos por abordar o tópico emergente dos gases renováveis e hidrogénio verde. Peças Lopes, Joel Soares e Bruno Santos contribuem para a discussão do mérito e dificuldades desta abordagem, desenvolvendo a ideia de uma estratégia de armazenamento sazonal de hidrogénio.

Há menos de um ano, ficaríamos por aqui, mas é importante passar a mensagem de que os recentes acontecimentos que afetam o fornecimento de energia da Europa não justificam desfazer o que já foi conseguido em relação às alterações climáticas. Por exemplo, não faz sentido reverter a desativação das centrais elétricas a carvão.

Uma última palavra para recordar, no mesmo enquadramento, todas as questões associadas à energia nuclear, desde as preocupações com a segurança ao problema não resolvido dos resíduos radioativos.

Manuel A. Matos nasceu em 1955 no Porto, Portugal. Foi docente da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP) desde 1978 (Prof. Catedrático desde 2000) até à sua aposentação em 2022. É investigador do INESC TEC desde 1985 e atualmente coordenador do seu Centro de Sistemas de Energia (CPES) e Presidente do Conselho Científico do INESC TEC. As suas áreas de interesse incluem modelização clássica e difusa de sistemas de energia elétrica, fiabilidade, otimização e ajuda à decisão, com aplicação à integração de renováveis, avaliação da segurança de abastecimento e redes inteligentes.

Ricardo Bessa nasceu em 1983 em Viseu, Portugal. Licenciou-se em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP) em 2006, obteve o grau de Mestre em Análise de Dados e Sistemas de Apoio à Decisão pela Faculdade de Economia da Universidade do Porto (FEP) em 2008, e obteve o grau de Doutor em Sistemas Sustentáveis de Energia (MIT Portugal) pela FEUP em 2013. Atualmente, é Coordenador do Centro de Sistemas de Energia do INESC TEC. Os seus interesses de investigação incluem as energias renováveis, análise de dados energéticos, sistemas inteligentes de energia, e mercados de electricidade. É Editor Associado da IEEE Transactions on Sustainable Energy.

Carlos Moreira licenciou-se em Engenharia Eletrotécnica na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto - FEUP (2003) e concluiu o seu doutoramento em Sistemas de Energia em novembro de 2008 na mesma Universidade. É Investigador Sénior no Centro de Sistemas de Energia do INESC TEC desde setembro de 2003. É professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica da FEUP desde fevereiro de 2003. Os seus principais interesses de investigação estão relacionados com a operação e controlo de micro redes, análise de estabilidade dinâmica de sistemas elétricos e desenvolvimento de códigos de rede.

INESC TEC ACTIVIDADES

A atividade do INESC TEC no setor da energia é realizada pelo CPES (Centro de Sistemas de Energia), mas outros centros do INESC TEC utilizaram as suas competências em diferentes áreas (ciência da computação, TIC, etc.) para participar em projetos multidisciplinares relacionados com energia.

Isto inclui apoio ao desenvolvimento e testes de protótipos em infraestruturas laboratoriais como o SGEVL (Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes e Veículos Elétricos) e outros.

O impacto na indústria é uma preocupação contante do INESC TEC neste setor, e foram estabelecidas parcerias duradouras com EFACEC, EDP, REN, EDA e EEM.

Novos parceiros (incluindo parceiros internacionais) surgiram entretanto, refletindo as mudanças no setor da energia, como Sonae (Elergone Energias e Capwatt), Mota-Engil Renewing, SAP, ENEIDA, Dourogás, ENTSO-E, APG, TNO, a RWTH, entre outros.

A infografia apresenta dados do período **2017-2021**, sobretudo do CPES, mas incluindo contratos desenvolvidos por outros centros.

 **784**
PUBLICAÇÕES

 **10**
PEDIDOS DE PATENTE

 **119**
PROJETOS COM CLIENTES INDUSTRIAIS

 **22**
DIVULGAÇÃO DE INVENÇÕES

 **65**
PARCEIROS PRIVADOS

 **7**
ENTIDADES DE FINANCIAMENTO PÚBLICO

 **25,3 M€**
RECEITAS TOTAIS



ÁREAS DE CONHECIMENTO

- Operação e Análise do Comportamento Dinâmico de Sistemas de Energia
- Planeamento de Sistemas de Energia
- Modelização "Fuzzy" e Probabilística
- Optimização e Apoio à Decisão
- Inteligência Computacional
- Electrónica Industrial
- Fiabilidade dos Sistemas de Energia
- Telecomunicações para Sistemas de Energia
- Robótica
- Fotónica Aplicada
- Realidade Virtual /Realidade Aumentada
- Regulação e Mercados de Eletricidade
- Sistemas de Software Confiável



ÁREAS DE APLICAÇÃO

- Gestão de Sistemas de Energia
- Análítica para o Setor Energético
- Técnicas de Previsão para o Setor Energético
- Integração em Larga Escala de Fontes de Energia Renováveis
- Operação de Recursos Energéticos Distribuídos
- Mobilidade Elétrica
- Gestão da Energia e da Flexibilidade
- Redes Elétricas Inteligentes
- Sistemas Multi-Energia
- Robótica para Inspeção Inteligente de Ativos no Setor Energético
- Gestão da Integridade e Operação de Ativos Elétricos
- Fotónica para a Sensorização de Energia
- Sensorização da Saúde e Segurança de Operadores do Setor Energético
- Formação Imersiva e Certificação de Operadores de Sistemas de Energia
- Soluções para a implementação de Contagem Inteligente de Eletricidade
- Cibersegurança e IoT para Infraestruturas Elétricas



CENTROS DE I&D
(envolvidos em projetos de energia)

INVESTIGADORES 88+

CPES
Centro de Sistemas de Energia

CAP
Centro de Fotónica Aplicada

CEGI
Centro de Engenharia e Gestão Industrial

CESE
Centro de Engenharia de Sistemas Empresariais

CRAS
Centro de Robótica e Sistemas Autónomos

CTM
Centro de Telecomunicações e Multimédia

HASLAB
Laboratório de Software Confiável

HUMANISE
Computação Centrada no Humano e Ciência da Informação

LIAAD
Laboratório de Inteligência Artificial e Apoio à Decisão



CPES - Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes e Veículos Elétricos

CESE - Laboratório de Robótica Industrial e Automação

CRAS - Laboratório de Robótica e Sistemas Robóticos Autónomos

CTM - Laboratório de Tecnologias Óticas e Eletrónicas

HASLAB - CLOUDinha

HUMANISE

Laboratório de Sistemas de Informação

Laboratório de Engenharia de Software

Laboratório de Computação Gráfica e Ambientes Virtuais

INESC TEC PARTNERS



B/S/H/



OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

OS DESAFIOS DO OBJETIVO DE 100% RENOVÁVEIS

A operação de um sistema elétrico com integração de energias renováveis próxima dos 100% exige soluções inovadoras de flexibilidade, desde a escala abaixo do segundo até horas e anos. As fontes de flexibilidade podem ser encontradas em múltiplos domínios e a sua coordenação adequada é a chave para o funcionamento do sistema.



Figura 1 Sistema de Gestão de Energia Residencial

1. INTRODUÇÃO

As obrigações de reduzir as emissões de Gases de Efeito de Estufa (GEE), juntamente com a redução de custos observada nas Fontes de Energia Renováveis (FER), está a acelerar o compromisso, que é hoje consensual, de descarbonização da economia. Para atingir este objetivo, torna-se necessário enfrentar e ultrapassar os desafios que se colocam, tanto a nível técnico, como a nível económico, no âmbito das chamadas redes inteligentes.

Para atingir uma redução de 80-95% nas emissões de GEE em 2050, a União Europeia perspetiva que as FER contribuam com cerca de 97% na geração de eletricidade, tendo em conta o cenário de intensiva utilização das FER no processo ^[1] e descarbonização. Atualmente, está em curso uma transformação profunda no sistema elétrico, alavancada por uma integração massiva de FER não-despacháveis e pela utilização de tecnologias de alta eficiência energética, um esforço significativo de eletrificação da economia e de eliminação do carvão como fonte energética. A descarbonização do setor da energia implica que a eletricidade assuma a liderança neste processo de mudança de paradigma. Estando os locais adequados à instalação de centrais hidroelétricas já tomados, a produção renovável irá desenvolver-se usando biomassa, energia geotérmica e, principalmente, volumes elevados de Energia

Renovável Variável (ERV), FER não despacháveis devido à sua natureza flutuante, como é o caso do fotovoltaico e do eólico. Muito provavelmente, os custos associados a um sistema com integração de energias renováveis a 100% seriam maiores do que os custos relativos a sistemas com recurso a tecnologias de baixo carbono – nuclear e recolha/armazenamento de carbono, tendo em conta flutuações sazonais.

Os geradores tradicionais são tipicamente máquinas síncronas, controláveis e despacháveis, que garantem uma variedade de serviços, e.g., inércia e capacidade para regular a potência de saída, permitindo um funcionamento seguro e estável do sistema elétrico. O aumento da variabilidade resultante das mudanças paradigmáticas nos sistemas de geração e de consumo obriga à instalação de mais capacidade de produção para assegurar o equilíbrio entre geração e consumo. Assim, flexibilidade ^[2] é a palavra de ordem: esta flexibilidade permite gerir a mudança em múltiplas dimensões: técnicas, escalas de tempo e geográficas (serviços locais versus serviços sistémicos).

2. COMO ATINGIR O OBJETIVO DE QUASE 100% RENOVÁVEIS?

O objetivo de ter um sistema elétrico quase 100% renovável obrigará à adoção de algumas medidas facilitadoras, das quais se destacam:

RUI CASTRO

Investigador e Professor Associado
INESC-ID e Instituto Superior Técnico
rcaastro@tecnico.ulisboa.pt

CARLOS MOREIRA

Investigador Sénior e Professor Auxiliar
INESC TEC e Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto
carlos.moreira@inesctec.pt



Figura 2 Operadores da mudança na operação do Sistema elétrico. Fonte: IRENA – International Renewable Energy Agency. [31] (adaptado)

- Mais geração usando FER e mais capacidade de transporte de eletricidade.
- Diversidade de FER e de vetor energéticos (o hidrogénio, por exemplo), complementada pelo fomento da integração setorial (transportes, calor industrial).
- Integração criteriosa de bombas de calor e Veículos Elétricos (VE), para reduzir os picos de consumo e as necessidades de biogás.
- Implementação de medidas de eficiência e de conservação de energia (uso de menos energia para atingir um nível de conforto semelhante) para alisar a curva de consumo.
- Uso intensivo de tecnologias Power-to-X, Power-to-H2 e Power-to-H2O, (dessalinização e purificação de água) para permitir a conversão da eletricidade em excesso em outros veículos energéticos, podendo ser utilizada mais tarde.
- Melhorar a coordenação entre os Operadores da Rede de Transporte (ORT) e os Operadores da Rede de Distribuição (ORD) num paradigma de redes inteligentes.
- Desenvolver a capacidade de interligação entre países para ganhar flexibilidade no mercado pan-Europeu, baseada numa efetiva colaboração entre operadores do sistema.
- Providenciar serviços de sistema (uma variedade de operações e procedimentos técnicos necessários à manutenção da estabilidade e da segurança da rede) inovadores, com recurso a sistemas de armazenamento de energia e centrais hídricas de velocidade variável.
- Evolução dos mecanismos de mercado para refletir as necessidades reais do sistema: operação dos mercados mais próxima do tempo real; separação dos serviços de energia e potência.
- Evolução dos códigos de rede, identificando

- antecipadamente novos requisitos.
- Integração dos recursos energéticos distribuídos no mercado, por exemplo, VE com capacidade de Vehicle-to-Grid (V2G).
- Novos procedimentos operacionais para aumentar a flexibilidade, por exemplo, uso de técnicas de previsão meteorológica avançada para melhorar as previsões de geração das ERV.
- Capacidade de transporte dinâmica das linhas de transmissão, isto é, operar as linhas mais próximo dos seus limites térmicos.
- Linhas virtuais, isto é, sistemas de armazenamento de grande-escala ligados à rede do lado da geração e do lado do consumo, carregando e descarregando, conforme as necessidades e possibilidades do momento.

A Figura 2 mostra os principais operadores da mudança na operação do sistema elétrico.

3. OS DESAFIOS DO NOVO PARADIGMA DE OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

A progressiva implementação de um sistema elétrico quase 100% renovável vai promover mudanças visíveis no seu modo de operação. Talvez as mudanças mais relevantes estejam relacionadas com a difusão alargada de sistemas de armazenamento, implementação de programas de gestão da procura, transição para um sistema de geração baseado em inversores e o aparecimento de micro redes, como seguidamente se discute de forma breve.

A natureza variável no tempo de muitas FER torna mais desafiante a manutenção do equilíbrio entre geração e consumo; daí a necessidade de

tecnologias de armazenamento que vão mudar o paradigma de operação do sistema elétrico. Assim será necessária a integração massiva de métodos de armazenamento (baterias, térmicos, mecânicos, hidrogénio e bombagem hidroelétrica) na rede elétrica.

No passado, a procura de energia elétrica era assegurada por geradores de potência ‘firme’ e fácil de controlar, onde a oferta seguia a procura de energia, e não era feito esforço para gerir esta procura (consumo). Com o aumento de penetração de ERV, a Gestão da Procura (GP) será necessária para assegurar o equilíbrio entre uma geração variável, e não muito fácil de controlar, e a procura variável. A flexibilidade proporcionada pela GP irá desempenhar um importante papel no sistema elétrico 100% renovável, com as casas inteligentes e as tecnologias digitais para gerir os aparelhos. A solução passa também pelo carregamento inteligente dos VE e pelas tarifas dinâmicas. De forma a explorar a flexibilidade do lado da distribuição (baterias e DSM), os ORT devem garantir a ausência de falhas técnicas em áreas geridas por ORD, e vice-versa.

O sistema elétrico 100% renovável terá uma quantidade apreciável de geradores distribuídos e baseados em inversores (conversores DC/AC), compondo uma rede dominada por inversores. Para ultrapassar a dificuldade de uma rede de baixa inércia, os inversores capazes de gerar uma referência de tensão e, assim, emular inércia virtual, serão predominantes. Será necessário desenhar funções de controlo avançadas para assegurar o funcionamento seguro e estável do sistema elétrico em regime estacionário, mas, principalmente, em regime transitório, para evitar deslastre de cargas, e, em situações limite, apagões totais.

A descentralização do sistema elétrico vai promover o aparecimento de micro redes alimentadas por FER, que podem ser operadas em modo isolado da rede. O comportamento transitório destas micro redes tem de ser considerado para assegurar uma operação segura das mesmas, e para que perturbem a rede à qual estão ligadas. Os transformadores inteligentes, capazes de controlar a tensão e a frequência, providenciar arranque autónomo, resistência a defeitos e reconfiguração da rede de distribuição, serão atores principais no desenvolvimento das micro redes.

4. CONCLUSÃO

O sistema elétrico 100% renovável não só é exequível e necessário, como já está em marcha. Em países como, a Islândia, Paraguai, Costa Rica, Noruega, Áustria, Brasil e Dinamarca, já existe um sistema elétrico 100% renovável ou com elevada penetração de FER. Em Portugal, dados de 2021 mostram que as renováveis abasteceram 59% da procura de eletricidade. O caminho em direção a um sistema elétrico quase 100% renovável está a ser traçado, e a operação do sistema elétrico tem de adaptar-se à mudança de paradigma. Este artigo elencou as principais mudanças que terão de ser implementadas para atingir o referido objetivo. A palavra-chave é flexibilidade. Concluiu-se que o armazenamento, a gestão eficiente da procura, os geradores baseados em inversores, e a chegada das micro redes serão talvez os principais desafios que o sistema elétrico 100% renovável requer flexibilidade para manter a padrões elevados de estabilidade e fiabilidade.

[1] European Commission Energy Roadmap 2050, DG Energy, doi:10.2833/10759

[2] International Renewable Energy Agency, “Power systems flexibility for the energy transition”, <https://www.irena.org/publications/2018/Nov/Power-system-flexibility-for-the-energy-transition>

[3] M. Valavi and A. Nysveen, “Variable-Speed Operation of Hydro-power Plants: A Look at the Past, Present, and Future,” in IEEE Industry Applications Magazine, vol. 24, no. 5, pp. 18-27, Sept.-Oct. 2018, doi: 10.1109/MIAS.2017.2740467

Rui Castro é Professor Associado com Agregação no Técnico Lisboa, Universidade de Lisboa, e investigador integrado do INESC-ID. Os seus interesses científicos incluem sistemas elétricos, energias renováveis, armazenamento, veículos elétricos, gestão da procura e mercados de energia. Publicou mais de 150 artigos em revistas e conferências internacionais nestes tópicos. Também publicou diversos livros, o mais recente é “Electricity Production from Renewables”, editado pela Springer Nature.

Carlos Moreira licenciou-se em Engenharia Eletrotécnica na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto - FEUP (2003) e concluiu o seu doutoramento em Sistemas de Energia em novembro de 2008 na mesma Universidade. É Investigador Sénior no Centro de Sistemas de Energia do INESC TEC desde setembro de 2003. É professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica da FEUP desde fevereiro de 2003. Os seus principais interesses de investigação estão relacionados com a operação e controlo de micro redes, análise de estabilidade dinâmica de sistemas elétricos e desenvolvimento de códigos de rede.

EVOLUÇÃO DO CONCEITO DE SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

A grande evolução do conceito de segurança do abastecimento resulta de progressos do lado da procura, devido à profusão da produção fotovoltaica dispersa nas redes de média e baixa tensão e também da participação ativa dos consumidores nos mercados de eletricidade e serviços - principalmente, aqueles que tiverem capacidade de diferir consumos e/ou armazenar energia através de sistemas eletroquímicos e/ou térmicos.

O tema da segurança de abastecimento, neste caso de energia elétrica é, incontornavelmente, um dos grandes desafios que Portugal e a Europa enfrentam nos próximos anos. De facto, têm-se observado certas fragilidades no setor, nomeadamente no que concerne a indisponibilidade de recurso energético primário para produção de eletricidade, resultando numa inevitável escalada de preços nos mercados grossistas. A necessidade em se mitigar as evidentes alterações climáticas obriga à rápida descarbonização da economia e, por inerência, do setor elétrico, o que implica, por um lado, a progressiva desclassificação das centrais baseadas em combustíveis fósseis e, por outro lado, um aumento da procura por via da eletrificação dos consumos (e.g., mobilidade elétrica, climatização, aquecimento de águas, etc.). Perante este quadro, surge o desafio de conceber um sistema elétrico de energia (SEE) baseado em recursos endógenos, sobretudo de base renovável, que permita manter ou mesmo elevar os padrões de segurança de abastecimento a que as sociedades modernas se habituaram.

A solução para este desafio não é simples, e talvez ajude uma digressão através da evolução histórica do sistema elétrico nacional (SEN), em particular, nas suas componentes de produção e transporte. O SEN, como hoje o conhecemos, resulta da integração de várias redes independentes que abasteciam cidades e/ou regiões, e que eram baseadas em pequenas centrais hídricas ou termoelétricas (e.g., a Central Tejo, em Lisboa). Com a construção dos grandes aproveitamentos hidroelétricos nas décadas de 50, 60 e 70 do século passado, e com a criação da rede de transporte a alta e a muito alta tensão, o sistema passou a ter uma abrangência nacional permitindo não só diversificar o mix energético, mas também assegurar as redundâncias necessárias para elevar os padrões de segurança de abastecimento. Nesta fase de acelerada expansão, caracterizada pela forte eletrificação de consumos e pela relativa abundância de petróleo, gás natural e carvão, admitia-se que a segurança de abastecimento se encontrava assegurada caso a capacidade instalada do parque electroprodutor fosse superior ao valor máximo previsto para a procura ao longo do horizonte de planeamento, acrescido de uma folga ou reserva de cobertura, segundo a lógica de que, se o sistema é capaz de atender o valor máximo da procura, também o deverá ser para valores de carga inferiores. Este valor de reserva, que mais não é que uma capacidade de produção extra a disponibilizar, é fundamental para fazer

LEONEL CARVALHO
Investigador Sénior
INESC TEC
leonel.m.carvalho@inesctec.pt



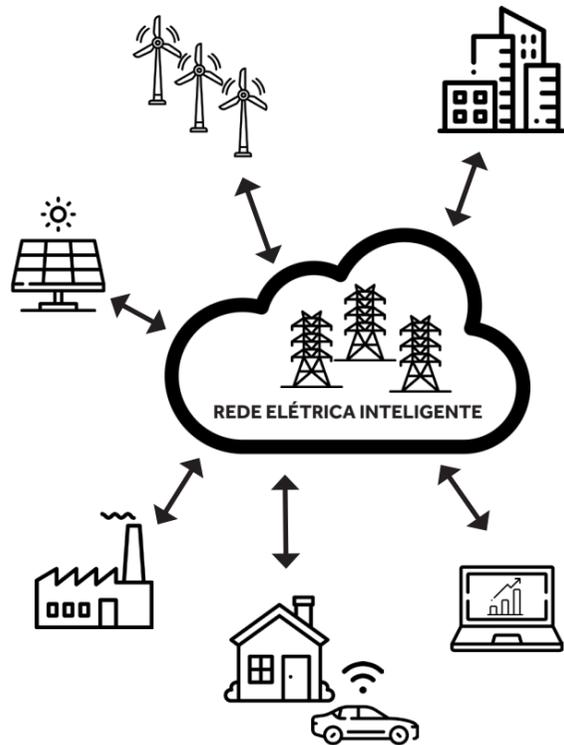


Figure 1 Segurança energética de elementos de abastecimento

face não só a decréscimos momentâneos da capacidade disponível (devido a avarias fortuitas e a ações de manutenção programadas), mas também para mitigar eventuais desvios de curto-prazo entre a produção e consumo decorrentes de erros de previsão. No fundo, esta capacidade extra quantifica a redundância a adicionar ao sistema electroprodutor para garantir a segurança do abastecimento. O valor mínimo de reserva a definir para evitar custos de investimento excessivos em capacidade ociosa calculava-se através de critérios determinísticos com base na potência instalada do maior gerador e/ou em percentuais do valor da procura máxima (e.g., folga igual a 10% do valor da procura máxima). Atualmente, o SEN encontra-se interligado com o sistema espanhol e, através deste, com o resto da Europa, permitindo trocas de energia e de reservas entre países, promovendo uma utilização mais eficiente de recursos de produção de natureza diversa disponíveis em áreas geograficamente distantes entre si.

O esforço coletivo na progressiva interligação dos sistemas electroprodutores europeus resultou no acesso a maiores redundâncias e em requisitos cada vez mais apertados para a continuidade de serviço - sendo que, atualmente, o relatório de monitorização da segurança de abastecimento (RMSA) elaborado pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) admite como critério de planeamento uma média de interrupções do

abastecimento não superior a cinco horas por ano, o que configura uma disponibilidade verdadeiramente notável de cerca de 99,95%! Apesar da sua simplicidade, este novo critério concretiza uma abordagem mais acertada para a definição da reserva de cobertura, uma vez que se baseia numa visão probabilística do funcionamento do SEE. As ferramentas para a quantificação deste indicador incluem informação histórica alargada sobre a variabilidade dos recursos energéticos primários de base renovável (produção hídrica, eólica, solar, biomassa, etc.), sobre a probabilidade de avaria das unidades de produção e circuitos de interligação, sobre ações programadas de manutenção, sobre trocas previstas com Espanha e sobre o comportamento estocástico da procura ao longo do ano.

De facto, estas ferramentas são extremamente úteis num paradigma em que os trânsitos de potência tem origem nos grandes centros produtores, fluindo para os grandes centros de consumo. Contudo, antevêm-se, a médio e longo-prazo, novas fontes de incerteza que certamente impactam a definição do nível das reservas necessárias para assegurar uma adequada continuidade de serviço. Do lado da oferta, há necessidade em se modelizar a resiliência do sistema electroprodutor face à progressiva escassez de água, que afeta não só a capacidade das centrais hídricas, mas também a produção térmica convencional caso as frentes frias utilizadas para refrigeração diminuam de caudal ou passem a ter temperaturas mais elevadas. As nuvens de poeira do Saara podem também trazer problemas, uma vez que a produção fotovoltaica (PV) é afetada não só durante esses eventos, mas também ao longo dos dias subsequentes (devido à deposição de poeiras nos painéis). O papel do hidrogénio no armazenamento de excedentes de produção eólica e solar também é um tema importante para garantir potência de reserva firme nos meses em que a procura é mais elevada, recorrendo a energias renováveis.

Mas a grande evolução do conceito de segurança do abastecimento resulta de evoluções do lado da procura devido à profusão da produção PV dispersa nas redes de média e baixa tensão e também da participação ativa dos consumidores nos mercados de eletricidade e serviços, principalmente, aqueles que tiverem capacidade de diferir consumos e/ou armazenar energia através de sistemas eletroquímicos e/ou térmicos. Numa primeira abordagem, e seguindo o conceito de comunidade de energia renovável (CER), que visa promover a utilização de fontes



Figura 2 Barragem hidroelétrica

de energia renováveis para o abastecimento dos consumos na proximidade, é comum admitir-se que todos estes efeitos podem ser contabilizados através de diagramas líquidos de consumo devidamente ajustados aos projetos que se esperam desenvolver e ligar às redes de distribuição. Contudo, este tipo de simplificação não permite contabilizar a potência e energia que os consumidores dispõem nas suas instalações ao longo do tempo, nem perceber quando e se é possível usar essa capacidade para assegurar as necessidades de segurança do abastecimento. Para perceber estas questões, atentemos ao caso dos veículos elétricos (VE) quando existe um grande número destes equipamentos ligados à rede. Caso o SEE necessite de reserva, a diminuição momentânea da potência global de carregamento pode conferir um mecanismo importante, principalmente em casos que os utilizadores dos VEs não necessitem de se deslocar nas próximas horas. Por outro lado, a antecipação dos carregamentos quando há excesso de produção renovável pode ser benéfica, principalmente se permitir evitar carregamentos em horas de ponta. Facilmente se estende este raciocínio para outros equipamentos elétricos disponíveis nas residências, no comércio ou na indústria, cujo consumo se possa ajustar no tempo e/ou que permitam fazer armazenamento de energia. Perante este cenário, é esperado que uma parcela importante do consumo se adapte temporalmente à disponibilidade de capacidade de produção no sistema, contribuindo efetivamente

para a segurança do abastecimento, o que é manifestamente diferente do processo simples baseado na criação de perfis de procura líquida imutáveis. Num cenário limite, a gestão inteligente dos consumos, produção e armazenamento distribuídos permitirá criar verdadeiras ilhas de energia que provavelmente utilizarão os grandes centros electroprodutores somente em caso de falha dos recursos locais - o que não deixa de assemelhar-se à etapa inicial de desenvolvimento dos SEE. Torna-se, portanto, perentório o desenvolvimento de metodologias e ferramentas que permitam simular a flexibilidade disponível nas redes de distribuição de forma adequada, quer em termos temporais quer em termos espaciais, para com isso quantificar a contribuição dessa importante parcela para os indicadores de segurança de abastecimento e desenvolver um SEE fiável e verdadeiramente sustentável.

Leonel Carvalho recebeu o grau de mestre (mestrado integrado) e de doutor em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto em 2008 e 2013, respetivamente. Em 2014, 2017 e 2018 participou e ganhou o concurso organizado pelo grupo de trabalho Modern Heuristic Optimization do comité IEEE PES Analytic Methods in Power Systems, que visava explorar soluções de base heurística para a resolução de problemas de otimização complexos e emergentes em sistemas elétricos de energia. Os seus interesses de investigação incluem a avaliação da fiabilidade dos sistemas de energia e a aplicação da Inteligência Artificial em problemas de sistemas de energia.

ESTÃO OS MERCADOS DE ELETRICIDADE MARGINALISTAS A APROXIMAR-SE DO SEU FIM?

Os mercados de eletricidade desempenharam um papel muito importante nos sistemas elétricos nos últimos 30 anos, mas a presença crescente de tecnologias de produção inframarginal tem colocado desafios adicionais às regras de funcionamento destes mercados, tornando provável que daqui a 10 anos sejam substituídos por mecanismos de contratação mais flexíveis e diversificados.

Tradicionalmente, os sistemas elétricos estavam organizados em termos de empresas verticalmente integradas, isto é, empresas que asseguravam todas as etapas da cadeia de valor do setor elétrico, desde a produção até ao relacionamento comercial com os clientes. Desde os anos 80 ou 90 do século passado, os sistemas elétricos foram sujeitos a processos de reestruturação que originaram a sua organização nas atividades de produção, de redes de transporte e de distribuição, e de comercialização. Na Europa, o relacionamento contratual entre geração e consumo é realizado através de mercados de dia anterior, operando numa base marginal, bem como através de contratos bilaterais. Por outro lado, desde cedo os governos de diversos países europeus pretenderam incentivar o investimento em tecnologias renováveis ou utilizando recursos primários endógenos, criando com esse fim regimes tarifários específicos, como por exemplo, o que enquadra a Produção em Regime Especial, (PRE) em Portugal.

Desde 2007, Portugal e Espanha integram o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). O Mercado Ibérico recebe no dia anterior ao da operação, d-1, propostas de compra e de venda para cada hora do dia d. As propostas de venda são ordenadas

por ordem crescente do seu preço e as de compra por ordem decrescente, dando origem às curvas agregadas respetivas. A interseção destas duas curvas permite obter a quantidade de energia elétrica negociada, as propostas aceites e o preço de mercado. Este preço é interpretado como o preço marginal do sistema ibérico, admitindo a ausência, nessa hora, de restrições relacionadas com as linhas de interligação que se encontrem ativas. Por outro lado, o modelo de mercado estabelece ainda que estes leilões são de preço uniforme, isto é, o preço que cada carga irá pagar ou que será pago a cada gerador despachado não corresponde ao preço incluído nas suas propostas, mas sim ao preço marginal do sistema.

Esta regra tem sido discutida com frequência, porque significa que qualquer central despachada é paga ao preço da última proposta aceite, com frequência de uma central térmica - ainda que o seu custo de produção possa ser reduzido. Nos últimos 20 anos, a capacidade instalada em PRE foi aumentando o que, aliado à prioridade conferida a esta produção, tem contribuído para alimentar esta discussão. Com efeito, em Portugal continental, a PRE incluía no final de 2021 cerca de 9 000 MW (eólica, solar fotovoltaica, mini-hídricas, cogeração, utilização de resíduos sólidos urbanos e biomassa)

Figura 1 Mercado de eletricidade



JOÃO TOMÉ SARAIVA

Investigador Sénior e Professor Associado
INESC TEC e Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto
jsaraiva@fe.up.pt

de um total de 19 200 MW de capacidade instalada, sendo que a produção que se prevê obter através destas tecnologias em cada hora do dia é considerada pelo Operador de Mercado nas curvas horárias agregadas das vendas, através de segmentos a preço zero. Assim, a presença numa determinada hora de um valor elevado de PRE contribui para reduzir o preço de mercado, bem como os proveitos de centrais em Regime Ordinário.

Durante muitos anos, este regime foi aplicado sem problemas de maior, visto que os preços de mercado eram muito mais reduzidos do que os valores atuais. Com efeito, de 2007 até 2020, o preço médio de mercado oscilou entre 69,68 €/MWh em 2008 e 33,99 €/MWh em 2020, neste caso em grande medida devido à redução de consumos determinada pela pandemia de COVID 19. Todavia, desde fevereiro de 2021, os preços de mercado têm vindo a subir, de início devido ao aumento dos consumos e do preço do gás natural induzidos pela recuperação económica a nível mundial bem como devido à elevação do preço das licenças de CO2 na Europa. Desde fevereiro de 2022, o preço médio de mercado escalou para patamares com frequência superiores a 200 €/MWh devido à elevação do preço do gás natural.

Tendo em conta esta evolução e as modificações que se prevê possam vir a ocorrer até 2030 na constituição dos sistemas electroprodutores ibéricos, apresentam-se em seguida diversos comentários, de modo a procurar responder à pergunta formulada no título deste texto:

- i.** em primeiro lugar, até final de 2020, a organização do MIBEL em torno de um mercado de tipo marginalista não foi colocada em causa, nomeadamente porque os preços médios anuais eram relativamente reduzidos;
- ii.** neste período o valor das tarifas feed in era superior ao preço médio de mercado, o que se traduzia em subsídios atribuídos à PRE cujos montantes eram pagos pelos consumidores através da Tarifa de Uso Global do Sistema. Estes subsídios eram encarados como incentivos à realização de novos investimentos em tecnologias cuja maturidade era de início reduzida;
- iii.** desde 2021, o preço médio de mercado tem vindo a assumir valores mais elevados que as tarifas feed in, de modo que a PRE tem agora um efeito de redução do preço final pago pelos consumidores;



- iv.** em qualquer dos casos, quer até ao final de 2020, quer após o início de 2021, verifica-se que o preço pago pela energia elétrica pelos consumidores finais tem uma relação cada vez mais distante com o preço de mercado;
- v.** por exemplo, em 2019, e considerando um consumidor típico em baixa tensão, a Tarifa de Energia correspondia a uma parcela de cerca de 40% do valor total, antes de impostos, e a Tarifa de Uso Global do Sistema era responsável por cerca de 25% do valor total, estando a maior parte deste montante associado aos subsídios pagos à PRE - ou seja, estava de facto relacionado com custos de produção. Assim, a remuneração total da produção de energia elétrica correspondia a quase dois terços do montante pago por esse consumidor, enquanto os preços de mercado determinavam apenas 40% desse valor por via da Tarifa de Energia;
- vi.** esta relação cada vez mais distante tenderá a manter-se ou a aumentar se se verificar até 2030 a evolução do sistema electroprodutor prevista no Plano Nacional de Energia e Clima 2020 – 2030 com o aumento da capacidade instalada eólica de 5 400 para cerca de 9 000 MW, da capacidade solar fotovoltaica de 1 400 para cerca de 9 000 MW, e da capacidade hídrica de 7 200 para 9 000 MW. Esta evolução determinará, por exemplo, que em períodos com muita produção eólica e hídrica ou com

muita produção solar fotovoltaica, possam ser obtidos preços de mercado muito reduzidos ou nulos;

- vii.** deste modo, os preços da energia pagos pelos consumidores finais ficarão cada vez mais desacoplados dos preços de mercado e os proveitos obtidos no mercado diário pelas centrais térmicas remanescentes no sistema (nomeadamente, as centrais a gás natural) serão mais reduzidos. Estas centrais, a par das hídricas, irão desempenhar um papel importante em termos do fornecimento de serviços de reserva e de inércia, pelo que uma parcela relevante dos seus proveitos estará cada vez mais associada ao fornecimento destes serviços;
- viii.** nestas condições, torna-se cada vez mais difícil explicar a um consumidor de energia elétrica a relevância do mercado diário de tipo marginalista, uma vez que o preço da energia elétrica em €/kWh que lhe é cobrado apresenta uma relação cada vez mais indireta e por vezes tortuosa com os preços obtidos no mercado.

Tendo em conta estes comentários, parece hoje claro que a energia elétrica que em 2030 será produzida e efetivamente paga ao preço obtido no mercado diário será cada vez mais reduzida, uma vez que uma parte cada vez mais significativa da produção estará associada a regimes contratuais diferentes. Acresce que o número anual de horas com preço nulo ou muito reduzido tenderá a

aumentar, obrigando a Produção em Regime Ordinário sobrevivente a procurar outros proveitos, por exemplo nos mercados de reservas ou em futuros contratos para aprovisionamento de inércia.

Assim, tendo em conta esta evolução e os problemas e deficiências que é possível identificar nos mercados diários atuais, admite-se como muito provável a sua eliminação a médio prazo com a generalização da contratação bilateral e a eventual existência de mercados intradiários de tipo marginalista, funcionando com um gap temporal em relação à entrega física mais curto, e sobretudo utilizados para contratar pequenas quantidades de energia elétrica ou para ajustar posições compradoras ou vendedoras pré existentes.

João Tomé Saraiva nasceu no Porto, Portugal, em 1962 e obteve a sua licenciatura, doutoramento e grau de agregado na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto em 1987, 1993 e 2002, onde é atualmente Professor. Em 1985, iniciou a sua colaboração com o INESC Porto, onde tem desempenhado funções de investigador responsável ou tem integrado as equipas de investigação de diversos projetos financiados pela EU e por fundos nacionais, bem como em múltiplos contratos de consultoria técnica envolvendo empresas do sector elétrico nacionais e internacionais e com agências regulatórias. Ao longo da sua carreira, supervisionou mais de 70 teses de mestrado e 16 teses de doutoramento, é coautor de três livros, de mais de 40 artigos publicados revistas internacionais e mais de 200 artigos em conferências internacionais.

E SE A SOLUÇÃO MAIS SUSTENTÁVEL PARA A MOBILIDADE URBANA FOR O TELEFÉRICO?

Dezenas de cidades integraram teleféricos urbanos nas suas redes de transporte público. As vantagens dos teleféricos incluem a implementação rápida, custos de construção relativamente baixos e danos ambientais residuais. No entanto, devido à percepção negativa do público, os teleféricos continuam um assunto sensível.

ERZA RASKOVA
Consultora
TRENMO Engenharia SA
erza.raskova@trenmo.com

ÁLVARO COSTA
Professor Associado
Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Centro de Investigação do Território, Transportes e Ambiente
afcosta@fe.up.pt

Durante décadas, os veículos utilizados na mobilidade urbana consistiram exclusivamente em elétricos, metropolitanos, autocarros, carros, bicicletas e mesmo barcos, enquanto a ideia dos teleféricos era reservada aos picos das montanhas. Contudo, estes equipamentos têm sido reformulados recentemente em diversas cidades para servir enquanto “teleféricos urbanos”. Esta é uma adição relativamente nova aos modos de transporte público, tendo o primeiro teleférico urbano sido inaugurado apenas em 2004, em Medellín; desde então, dezenas de cidades pelo mundo fora têm vindo a seguir o seu exemplo.

Em meados dos anos 80, a procura de viagens entre as cidades La Paz e El Alto foi identificada como a mais alta de toda a área metropolitana e, para a sua resolução, dada a diferença de 420 metros entre os pontos, foi sugerido um sistema de teleférico, que finalmente foi projetado em 2012 e a construção concluída em 2014. Uma vez concluído, o teleférico de La Paz reduziu o tempo de viagem em 70 minutos, conectando a cidade mais rica de La Paz com a mais pobre de El Alto (Martinez et al., 2018). Atualmente, a rede de teleféricos da cidade conta com 10 linhas e 36 estações, numa extensão total de 30,60 km, e, em 2018, estabeleceu o Guinness World Record para o maior sistema de teleférico do mundo (Martinez et al., 2018).

Os benefícios de um sistema de teleférico vão muito além de razões demográficas, trazendo outros benefícios às áreas urbanas. Os maiores impulsionadores da opção de teleféricos referem os custos de construção relativamente baixos, as mudanças mínimas na estrutura urbana e danos ambientais também eles residuais. Por norma, o projeto de metropolitano tradicional exige a aquisição de terrenos e reformulações urbanas, com recurso a obras demoradas e dispendiosas, sendo habitual a derrapagens de custos que prolongam a implementação e entrega do projeto, dada a sua complexidade.

Também em termos ambientais, os teleféricos são menos nocivos do que os sistemas tradicionais de transporte ferroviário. Enquanto a operação do metropolitano e do metro ligeiro pode ser realizada sem emissões, a fase de construção causa altas libertações de gases de efeito de estufa (GEE). A emissão média relatada de uma linha ferroviária em túnel é de 20.695 tCO₂ por quilómetro de linha, enquanto as construções à superfície causam 1.400 tCO₂ por quilómetro de linha (Olugbenga, Kalyviotis, & Saxe, 2019). Deve ter-se em conta que devido às dificuldades



em garantir o espaço necessário em nível para ferrovias em áreas urbanas, juntamente com o desejo de uma interrupção mínima na estrutura urbana, as opções de túneis são mais comuns em comparação com as de nível. A quantidade de emissões de GEE durante a construção de um quilómetro de uma via-férrea em túnel equivale a 1 milhão de viagens de automóvel de 150 km ou, por outras palavras, a 500 mil viagens de automóvel entre Lisboa e Porto. Deve entender-se, assim, que a linha de metropolitano ou metro ligeiro passa a valer a pena em termos ambientais quando substitui o número equivalente de viagens feitas por automóveis ou outros meios a combustível. Contudo, em comparação com os sistemas ferroviários em túnel, as emissões dos teleféricos são insignificantes, entrando em saldo positivo em termos ambientais muito antes.

Além disso, a implementação dos teleféricos é relativamente rápida. Em Medellín, cada uma das três linhas, K, J e L, com extensão entre 2 km e 4,5 km, foi concluída entre 10 e 15 meses cada uma (Dávila & Daste, 2013). Em La Paz, a conclusão de três linhas de teleféricos com um total de 10 km de extensão também foi concluída em menos de três anos. Considerando ainda a limitação de 3-5 anos num cargo público, concluir com sucesso um projeto de transporte, que levaria a melhorias significativas na qualidade de vida da população, é atraente para a classe política.

Assim, considerando as preocupações com as alterações climáticas, a solução do teleférico oferece não apenas uma redução geral imediata das emissões de GEE após sua construção, mas também uma implementação rápida e que promove de forma mais expedita a transição modal.

Considerando essas vantagens, não surpreende que as cidades montanhosas não sejam as únicas a considerar o desenvolvimento de teleféricos. Em 2016, a Grande Cidade do México introduziu o Mexicable numa das suas estradas mais congestionadas, em Ecatepec, reduzindo o tempo de viagem em 17 minutos. Em 2016, Brest tornou-se a primeira cidade francesa a adotar um sistema de teleférico urbano, fornecendo uma conexão entre os dois lados do rio Penfeld e aliviando o congestionamento nas duas pontes da cidade. Na cerimônia de abertura, a ministra francesa do ambiente elogiou os teleféricos como "...a solução do futuro para reduzir a poluição do planeta" (DW, 2016).

Inicialmente lançados em países em desenvolvimento, os sistemas de teleférico urbano têm cada vez mais apoio de decisores políticos pelo mundo fora, que consideram os teleféricos como uma solução prática e eficiente para os novos desafios de mobilidade urbana. Os decisores têm o direito de proteger recursos escassos, incluindo o território, recursos não-renováveis, assim como o financiamento público. Considerando essas preocupações, os teleféricos parecem ser uma alternativa legítima e competitiva face aos modos tradicionais de transporte. Embora alguns países em desenvolvimento tenham pavimentado o caminho para a integração de teleféricos na rede de transporte público da cidade, a ideia de teleféricos em áreas urbanas ainda não é óbvia para o público em geral, especialmente nos países ditos desenvolvidos. E apesar de ainda existirem grandes desafios para a utilização comum do sistema, como por exemplo

a experiência do passageiro, nomeadamente daqueles que têm medo de alturas, e também a interferência do teleférico na estrutura urbana e nos sistemas de vistas, existem atualmente desenvolvimentos conceptuais, avanços tecnológicos e mesmo melhorias no design do equipamento que podem por cobro à sensibilidade desta questão para a percepção pública.

Dadas as vantagens, é possível ultrapassar a desconfiança pública dos teleféricos por questões estéticas, em prol da sustentabilidade?

Referências:

Dávila, J. D., & Daste, D. (2013). Pobreza, participación y Metrocable. Estudio del caso de Medellín. Boletín CF+ S, (54), 121-131.

Deutsche Welle (2016). France's first urban cable car opens for business in Brest. Deutsche Welle, 19 novembro 2016. [Consultado em setembro 2022]. Disponível em: <https://www.dw.com/en/frances-first-urban-cable-car-opens-for-business-in-brest/a-36452689>.

Martinez, S., Sanchez, R., & Yañez-Pagans, P. (2018). Getting a lift: The impact of aerial cable cars in La Paz, Bolivia. IDB Working Paper Series, No. IDB-WP-00956.

Olugbenga, O., Kalyviotis, N., & Saxe, S. (2019). Embodied emissions in rail infrastructure: a critical literature review. Environmental Research Letters, 14(12), 123002.

Erza Raskova Mestre em Planeamento e Projeto Urbano pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto desde 2018 e licenciada em Arquitetura pela Faculdade de Engenharia Civil e Arquitetura da Universidade de Pristina (Kosovo) desde 2016. Colaboradora da TRENMO desde outubro de 2017, acompanhando sobretudo a coordenação de projetos de consultoria de transportes internacionais.

Álvaro Costa Licenciatura em Engenharia Civil (FEUP), Mestrado em Transportes (IST), parte escolar do Mestrado em Economia (FEP) e PhD na Loughborough University of Technology. Consultoria nas diversas áreas dos transportes para o governo, instituições financeiras internacionais, empresas privadas e organismos públicos. Professor Associado com Agregação da FEUP e colaborador da FEP. Atualmente é CEO da TRENMO, vice-presidente da Associação Comercial do Porto (ACP), membro da direção da Casa Comum da Humanidade (CHH) e membro da Comissão Nacional de Acompanhamento do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR).

Figura 1 Teleféricos em La Paz, Bolívia (Fonte: 2022 Mi Teleférico. Imagem disponível em <https://www.miteleferico.bo/nosotros/nuestras-lineas>)



EDIFÍCIOS

UM SETOR PARTICULARMENTE ADEQUADO À TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Como os edifícios podem contribuir em todas as dimensões importantes da transição energética.

VÍTOR LEAL
Professor Auxiliar da FEUP DEMEC | Investigador do LAETA e investigador afiliado do INESC TEC.
vleal@fe.up.pt



Figura 1 Automação inteligente

UM SETOR IMPORTANTE

Os edifícios representam cerca de 27% do consumo de energia final em Portugal (IEA, 2022), e 42% na União Europeia (EUROSTAT, 2022). Ao nível da União Europeia, são o primeiro setor de consumo, ao passo que em Portugal são o segundo, a par com a Indústria e atrás dos transportes. O clima mais ameno no inverno, menor tradição no uso de aquecimento generalizado das habitações, e uma taxa de motorização particularmente elevada nos transportes em Portugal são as prováveis

explicações para estas diferenças.

Já ao nível da eletricidade, a quota atual do setor dos edifícios em Portugal é de 62% do consumo total, tendo o consumo desde o ano 2000 crescido 32% no subsetor dos edifícios residenciais, e 46% no dos edifícios de serviços. (Figure 2).

Trata-se, portanto, de um setor que é já muito relevante pelo peso que representa no consumo, quer de energia final, quer de eletricidade. Mas parece-nos também que se trata de um setor particularmente adequado à transição energética, pelos motivos que explicaremos. Começemos por

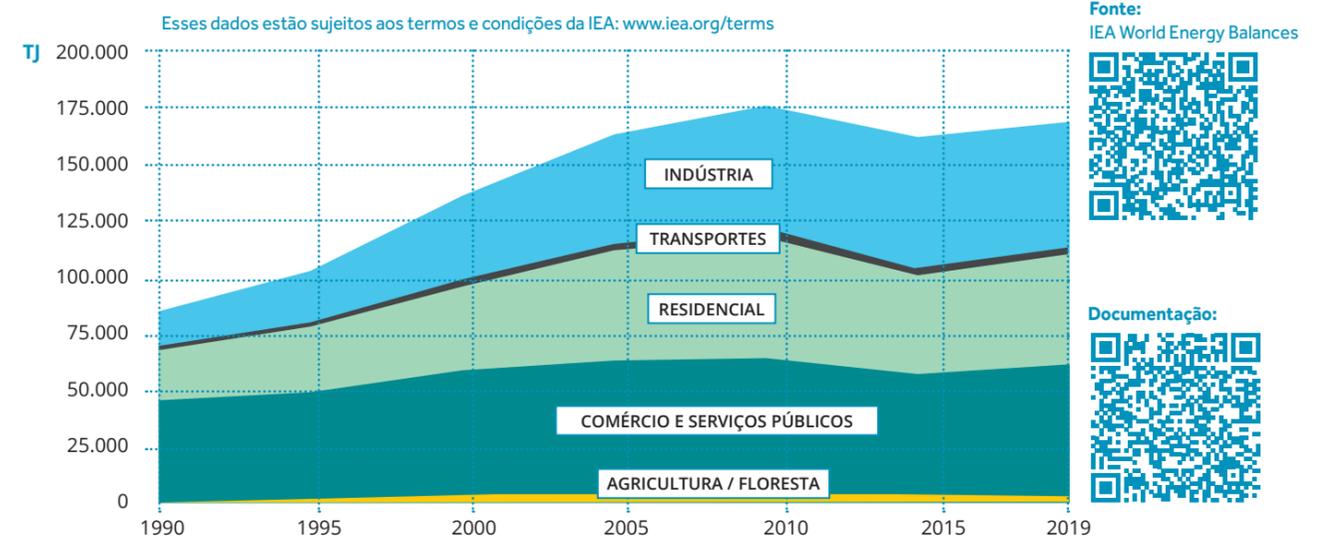


Figura 2 Consumo final de eletricidade por setor em Portugal (fonte: IEA)

um breve resumo das principais características que se antevêm necessárias à transição do sistema energético (uso intencional do singular) para um paradigma mais sustentável:

1. Eficiência na utilização da energia;
2. Eletrificação dos usos da energia sempre que tal seja compatível com os serviços pretendidos;
3. Produção da eletricidade a partir de fontes renováveis, se possível em proximidade ao local de utilização;
4. Capacidade de armazenamento e flexibilidade nos momentos de utilização energia.
5. Recurso ao hidrogénio verde e/ou combustíveis sintéticos (CS) quando não seja possível obter os serviços pretendidos pelas características 1-4.

A característica 5 deve ser vista como uma solução de recurso e não como uma solução alternativa de igual mérito relativamente ao conjunto 2-3-4, na medida em que é uma opção que será sempre muito menos eficiente, numa análise well to wheel. Este aspeto tem sido frequentemente subvalorizado, mas torna-se claro quando se considera que as eficiências na produção e utilização do hidrogénio / CS são muito menores do que as da utilização direta da eletricidade.

Façamos uma análise do posicionamento do setor dos edifícios relativamente a cada uma das características-chave supra.

EFICIÊNCIA NA UTILIZAÇÃO DA ENERGIA

Os principais usos de energia nos edifícios são para climatização (com claro predomínio do aquecimento, nos países da OCDE), aquecimento de água para usos sanitários, equipamentos domésticos (appliances), iluminação (nos edifícios de serviços) e equipamentos eletrónicos. No que respeita à climatização, há ampla margem de redução das necessidades, através do melhoria do isolamento e proteção solar, e de um controlo mais adequado da ventilação; E no que respeita à iluminação, uma margem também muito grande para desligar onde e quando não necessário (a primeira regra da eficiência energética!).

ELETRIFICAÇÃO DOS USOS, E PRODUÇÃO DA ELETRICIDADE A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS.

Praticamente todos os serviços de energia pretendidos nos edifícios podem ser conseguidos

através de energia elétrica, pelo que não se encontram aqui obstáculos significativos. Tradicionalmente, era desaconselhado o aquecimento por efeito de Joule (ambiente e de água), por ser menos eficiente em termos de energia primária do que o uso de gás; porém, o amadurecimento da tecnologia de bombas de calor, e a maior disponibilidade de eletricidade de origem renovável permitem obviar este inconveniente. Também a produção local de eletricidade não só se afigura possível, como encontra condições vantajosas – pelo menos, enquanto as baterias forem caras, no setor dos edifícios de serviços, onde existe uma maior sincronização entre a produção e o consumo. Todos vemos a (re)evolução em curso com a instalação de painéis fotovoltaicos em coberturas e fachadas, sendo que os painéis solares térmicos, se corretamente instalados e mantidos, são também uma tecnologia madura.

ARMAZENAMENTO E FLEXIBILIDADE NOS MOMENTOS DE UTILIZAÇÃO ENERGIA.

Apesar de o armazenamento de energia elétrica ser difícil (ou, pelo menos, para já, dispendioso), o armazenamento de calor é relativamente fácil. Combinando a existência de massa térmica e de isolamento térmico significativo em seu redor, é fácil armazenar calor durante várias horas ou

dias. Muitos de nós temos já essa experiência no aquecimento de água em cilindros elétricos com tarifa bi-horária, em que a resistência funciona apenas durante a noite.

Também para a climatização, existe um grande potencial de deslocação temporal de cargas (load shifting, na linguagem de demand-side management). Tal exige, contudo, que os edifícios, para além de bem isolados termicamente (sem esquecer as janelas), tenham massa térmica interior considerável. Infelizmente, a tendência das últimas décadas para construção rápida e barata levou à adoção de soluções de baixa massa, com pouca inércia térmica. Contudo, existem ainda muitos edifícios mais antigos com massa térmica significativa. E poderiam desenvolver-se soluções de retrofitting, recorrendo a materiais de mudança de fase (PCM) para aumentar a massa térmica dos edifícios mais recentes (Leal e Almeida, 2021). Também na refrigeração se poderiam desenvolver soluções com PCM que criassem capacidade de deslastre de cargas por algumas horas.

RECURSO AO HIDROGÉNIO VERDE E/OU COMBUSTÍVEIS SINTÉTICOS (CS)

No caso dos edifícios, e ao contrário da indústria e dos transportes, não se perspetivam serviços de energia que não possam ser supridos por

eletricidade. Admite-se, contudo, que a produção e armazenamento de hidrogénio possa vir a ser uma solução atrativa para a dar uso a excedentes de produção de eletricidade durante o dia, e/ou para armazenamento de energia (intra diário ou mesmo sazonal). Não sendo desde já evidente qual a viabilidade económica desta solução, regista-se que não se identificam obstáculos técnicos significativos à sua adoção em alguns tipos de edifícios (os de maior dimensão).

NECESSIDADES DE INVESTIGAÇÃO E DESENVOLVIMENTO (I&D)

No setor dos edifícios, já existem muitas soluções, tecnicamente maduras e com racional económico crescente, que podem ser aplicadas e produzir avanços muito significativos rumo à descarbonização. O desafio principal neste campo é a formação profissional e a criação dos instrumentos regulatórios necessários à transformação do mercado. Há, contudo, áreas em que o avanço poderá ser maior e/ou mais rápido com recurso de soluções inovadoras derivadas de I&D. Identificam-se nesta frente: soluções para aumento da massa térmica dos compartimentos; equipamentos e frio com capacidade de load shifting; soluções integradas de iluminação e proteção solar.

Para além das tecnologias per se, a criação





Figura 3 Cidades inteligentes

de ferramentas de análise de soluções e de apoio à identificação das soluções técnica e economicamente mais adequadas é também da maior relevância. Demasiadas vezes os arquitetos e projetistas se focam rapidamente numa solução, quando seria vantajosa a consideração de várias opções antes do foco numa solução específica.

PARTICULARIDADES DE PORTUGAL

É conhecido que, em Portugal, as temperaturas interiores durante o Inverno são inferiores aos 18-20°C - geralmente reconhecidos como limite inferior do conforto térmico. Uma monitorização a cerca de 160 habitações de estudantes do ensino secundário em quatro municípios no norte de Portugal mostrou que menos de 1/3 estava em situação de conforto, e que franjas da população chegam mesmo a ter temperaturas da ordem dos

12°C (figura 2). A reabilitação energética nestes casos tende, por um efeito conhecido como rebound effect, a causar poupanças energéticas reduzidas ou pelo menos menores do que as calculadas por modelos teóricos. Tal não significa que não seja necessária: trata-se de uma questão de qualidade de vida.

Por outro lado, o facto de termos uma amplitude térmica significativa, em que no Inverno a temperatura máxima diária costuma estar acima dos 10°C, cria condições particularmente favoráveis às bombas de calor ar-ar, em condições de operação eficiente e menos dispendiosas do que as bombas ar-água, que vêm sendo adotadas nos países do centro e do norte da Europa.

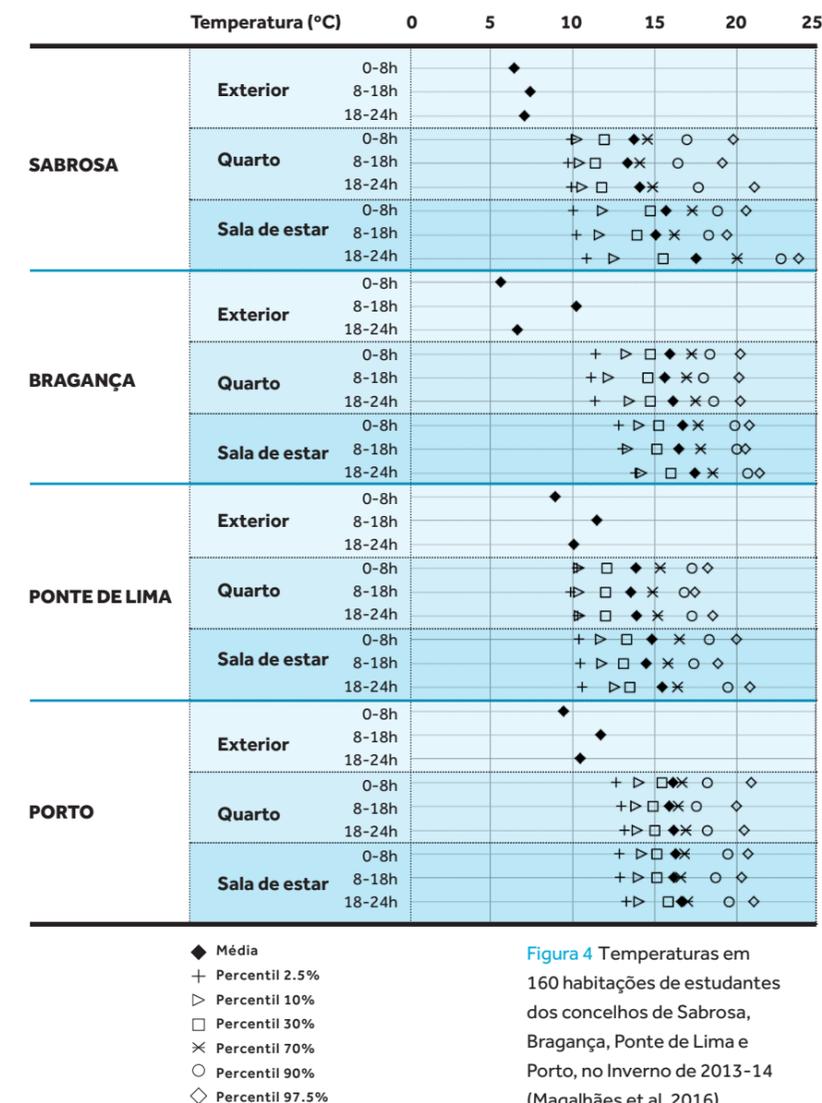


Figura 4 Temperaturas em 160 habitações de estudantes dos concelhos de Sabrosa, Bragança, Ponte de Lima e Porto, no Inverno de 2013-14 (Magalhães et al, 2016).

- ◆ Média
- + Percentil 2.5%
- ▷ Percentil 10%
- Percentil 30%
- × Percentil 70%
- Percentil 90%
- ◇ Percentil 97.5%

Referências

IEA – International Energy Agency. Portugal Country Profile. Disponível em: <https://www.iea.org/countries/portugal>. Consultado em 3 de outubro de 2022.

EUROSTAT - The statistical office of the European Union. Complete Energy Balances. Disponível em: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_c/default/table. Consultado em 3 de outubro de 2022.

V Leal, R Teixeira: PoDIT: Portable Device for Indoor Temperature Stabilization: Concept and Theoretical Performance Assessment. *Energies* 13 (22), 5982. 2020.

SMC Magalhães, VMS Leal, IM Horta: Predicting and characterizing indoor temperatures in residential buildings: Results from a monitoring campaign in Northern Portugal. *Energy and Buildings* 119, 293-308. 2016.

Vitor Leal é Licenciado em Engenharia Física Tecnológica (IST, 1996); Mestre em Engenharia Mecânica (FEUP, 1999) e Doutor em Ciências de Engenharia (FEUP, 2006). Desenvolve atividade de investigação na área da Eficiência Energética nos Edifícios desde 1996, e na de Planeamento Energético desde 2007, nas quais é coautor de mais de 50 artigos em revistas científicas internacionais. É Professor Auxiliar no Departamento de Engenharia Mecânica da FEUP desde 2013 e membro da Comissão Científica do PDSSE – Programa Doutoral em Sistemas Sustentáveis de Energia.

OPORTUNIDADES E DESAFIOS DE UMA INDÚSTRIA DIGITAL, CIRCULAR E SUSTENTÁVEL

A transição para uma indústria circular e neutra em carbono coloca imensos desafios para o setor, mas também oportunidades - mais flexibilidade, maior disponibilidade de energia local e menor dependência dos mercados voláteis de combustíveis fósseis e eletricidade. Para beneficiarem plenamente destas oportunidades, as empresas precisam de considerar a otimização dos planos de produção a par de melhorias na eficiência energética. Novas ferramentas digitais, tais como o planeamento e programação avançada multiobjectivo, podem ser particularmente úteis ao proporcionarem um compromisso entre otimização do planeamento das datas de entrega e a minimização do consumo global de energia.

O MUNDO DE AMANHÃ, HOJE

A transição energética traz consigo a promessa de um mundo mais inteligente, mais verde, mais justo e (quase) livre de desperdício. No entanto, isto exigirá uma revolução das nossas economias, pois 80% da energia mundial é fornecida por carvão, petróleo, e gás natural - que, com poucas exceções, são maioritariamente importados.

Ao nível da UE-27, a transição visa reduzir os níveis de emissões de gases com efeito estufa (GEE) em 50% nos próximos 10 anos, e alcançar a neutralidade carbónica até 2050. Em teoria a estratégia principal parece simples - descarbonização da produção elétrica e de calor, acompanhada da eletrificação dos usos energéticos nos edifícios, nos transportes e na indústria. Estão também previstas estratégias sectoriais adicionais tais como o hidrogénio verde para a indústria e os transportes de longo curso, e a captura e a utilização de carbono para emissões de processos industriais.

O FUTURO (SUSTENTÁVEL) DA INDÚSTRIA

A indústria, com a sua estrutura heterogénea - alguns sectores são concentrados em grandes empresas, enquanto outros são mais fragmentados, com muitas pequenas e

médias empresas (PME) -, e a variedade de produtos, processos e sistemas de produção, enfrenta desafios consideráveis para atingir a descarbonização total e a eletrificação em larga escala.

Apenas um terço da utilização de energia está associado a usos específicos de eletricidade (por exemplo, ar comprimido, ventilação, refrigeração), sendo o principal uso de energia na indústria para calor de processos, cobrindo os outros dois terços.

Metade da energia térmica destina-se a processos a altas temperaturas que atualmente têm um potencial limitado de descarbonização. A outra metade tem opções mais alargadas, incluindo integração direta de solar térmico e bombas de calor para temperaturas baixas, e sistemas a hidrogénio e bioenergia para temperaturas médias. Notavelmente, 20% a 30% da produção de calor é perdida como calor residual, existindo um potencial significativo de melhoria imediata da eficiência energética através da recuperação e da reutilização deste calor.

Embora existam poucas opções comerciais para as tecnologias baseadas no hidrogénio e abordagens limitadas para o calor de altas temperaturas, para os restantes usos de calor já existem alternativas comerciais viáveis que poderiam contribuir significativamente para a transição energética

Figure 1 Economia circular sustentável



LUÍS GUARDÃO
Investigador Sénior
INESC TEC
luis.guardao@inesctec.pt

ZENAIDA MOURÃO
Investigadora Sénior
INESC TEC
zenaida.mourao@inesctec.pt

industrial, através da recuperação e reutilização de calor desperdiçado, da integração de energias renováveis locais – solar fotovoltaica ou térmica –, e da utilização de bombas de calor.

Este novo ecossistema de baixo carbono permitirá reduzir a dependência dos preços voláteis dos combustíveis fósseis e da eletricidade, reduzir os custos operacionais da energia, e aumentar a disponibilidade de ativos flexíveis (por exemplo, armazenamento térmico e elétrico, bombas de calor, eletrolisadores). No entanto, exigirá novas ferramentas digitais que permitam uma melhor gestão da crescente variabilidade e flexibilidade dos sistemas energéticos industriais.

O CUSTO DA ENERGIA NA INDÚSTRIA

A energia, tradicionalmente considerada um custo indireto na indústria, coloca agora desafios a quem dela depende para produzir bens, devido aos seus custos crescentes e à variabilidade no tipo (solar, elétrico, gás, etc.) e oferta (previsões de produção de energia solar, perfis de custos diários de energia elétrica, etc.). Para se manterem competitivos nos mercados regionais e globais, os gestores necessitam de encontrar formas de equilibrar os custos operacionais com a rentabilidade, tarefa especialmente difícil para PMEs.

EFICIÊNCIA OPERACIONAL VS USO EFICIENTE DE ENERGIA

As empresas industriais têm feito esforços significativos para melhorar a sua eficiência operacional, atuando nas áreas de manutenção preditiva, minimização dos tempos improdutivos, atualização da formação de recursos humanos e seleção e uso adequado de sistemas manufacturing execution system (MES), enterprise resource planning (ERP) e ferramentas de planeamento e escalonamento.

A eficiência energética é alcançada através do uso de máquinas e equipamentos auxiliares mais modernos, mais produtivos e eficientes, embora melhorias adicionais possam ser conseguidas usando ferramentas de planeamento e escalonamento. A grande maioria das PME não tem capacidade para renovar todos os seus recursos produtivos e encontramos frequentemente, no chão de fábrica, gerações distintas de máquinas capazes de produzir os mesmos produtos e as suas variantes.

Máquinas mais rápidas e energeticamente mais eficientes são, frequentemente, mais complexas de configurar. Para conseguir dar resposta às



encomendas de clientes, todas as máquinas, antigas e novas, necessitam de ser usadas a tempo inteiro.

Que condições necessitamos de criar para obter planos de produção (alocar e sequenciar ordens de produção nas máquinas) que sejam otimizados na qualidade de resposta aos clientes e, ao mesmo tempo, usem a energia de forma eficiente?

DESAFIOS PARA ALCANÇAR A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NA INDÚSTRIA

O desenho e a implementação de modelos e políticas de aquisição e gestão de dados que suportem a tomada de decisões constituem pilares fundamentais para atingir a eficiência operacional e energética. As plataformas de Internet of Things (IoT) permitem adquirir e tratar os dados originários do chão de fábrica. As empresas industriais precisam de conhecer melhor os seus produtos e sistemas produtivos.

Um plano de produção globalmente otimizado para a qualidade de serviço ao cliente e para o uso eficiente de energia não estará, frequentemente, otimizado ao nível (local) da máquina. Precisamos de formar os operários que, muitas vezes, têm dificuldade em entender porque é que as ordens de fabrico a produzir nas suas máquinas não estão agora ordenados adequadamente, na sua opinião.

Precisamos de implementar, logo que e tanto

quanto possível, flexibilidade nos momentos em que operações são realizadas, dependendo da disponibilidade de energia e das suas tarifas. Sem essa flexibilidade, não haverá liberdade suficiente para obter melhores soluções.

OPORTUNIDADES QUE RESULTAM DO CONHECIMENTO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO E DA UTILIZAÇÃO ADEQUADA DA OFERTA DE ENERGIA

A capacidade de caracterizar corretamente as características de consumo de energia dos processos e dos sistemas de produção, juntamente com informação sobre a procura atual e futura dos produtos e da oferta e dos preços de energia, permitirá o uso de ferramentas como o Advanced Planning and Scheduling (APS) para obter soluções otimizadas.

O perfil de consumo de energia que resulta dessas soluções otimizadas potenciará uma negociação mais sustentada das compras de energia e valorizará também o papel da empresa nas comunidades de energia renovável.

As empresas industriais poderão, assim, aumentar as suas margens e/ou ser mais competitivas. Serão igualmente mais resilientes e conseguirão lidar com a variabilidade, adaptando os seus planos de produção.

Luís Guardão Engenheiro de Eletrónica e Telecomunicações, Investigador Sénior e Gestor de Projeto no INESC TEC – CESE em diversas áreas (Gestão de Operações, Logística Interna, Automação, Gestão do Conhecimento, Arquitetura e Integração de Sistemas, Planeamento e Escalonamento, Benchmarking e Business Intelligence) e indústrias (Cortiça, Calçado, Têxtil, Metalomecânica, Plásticos, Construção Civil, Química, Arquitetura, Administração Pública). A principal área de investigação atual no INESC TEC é a do Planeamento e Escalonamento Integrado no contexto da Indústria 4.0.

Zenaida Mourão Doutorada em Química pela Faculdade de Ciências da Universidade do Porto, Investigadora Sénior na área de Sistemas Sustentáveis de Energia no INESC TEC – CPES, trabalhou e trabalha em planeamento energético a nível nacional, regional e local, e em estratégias de descarbonização dos setores finais, incluindo para a indústria.

ELETRÓNICA DE POTÊNCIA PARA REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES E MICRO-REDES

Nas últimas décadas, as tecnologias de eletrónica de potência têm contribuído para importantes desenvolvimentos dos sistemas elétricos de energia, a nível da produção, transporte, distribuição e utilização de energia, e culminando com o advento das redes elétricas inteligentes (smart grids) e das micro-redes (microgrids), sendo imprescindíveis para viabilizar a integração de produção renovável com tecnologias de armazenamento de energia e a sua operação coordenada.

JOÃO L. AFONSO

Professor Catedrático e Investigador Integrado
Dep. Eletrónica Industrial - Universidade do Minho, Centro ALGORITMI / LASI
jla@dei.uminho.pt

CARLOS HENGGELER ANTUNES

Professor Catedrático, Diretor do INESC Coimbra
Dep. de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Universidade de Coimbra
ch@deec.uc.pt

VITOR MONTEIRO

Professor Auxiliar e Investigador Integrado
Dep. Eletrónica Industrial - Universidade do Minho, Centro ALGORITMI / LASI
vmonteiro@dei.uminho.pt

CLARA GOUVEIA

Investigadora Sénior
INESC TEC
clara.s.gouveia@inesctec.pt

ELETRÓNICA DE POTÊNCIA

A eletrónica de potência é a área tecnológica associada à utilização de componentes elétricos e eletrónicos para a conversão, controlo e condicionamento da energia eléctrica. Recorrendo a sistemas que empregam eletrónica de potência, é possível processar o fluxo de energia eléctrica da produção para as cargas e vice-versa, permitindo, em ambos os casos, o funcionamento altamente eficiente e fiável dos sistemas elétricos de energia. Em particular, utilizam-se circuitos de eletrónica de potência quando o objetivo é modificar a forma como a energia eléctrica é disponibilizada, seja na conversão de corrente alternada para corrente contínua (utilizando retificadores) ou de corrente contínua para corrente alternada (utilizando inversores), seja para alterar a amplitude de tensões e correntes, tanto em corrente contínua (utilizando fontes de alimentação comutadas), quanto em corrente alternada (utilizando reguladores de tensão ou dimmers), ou ainda para alterar o valor da frequência (utilizando cicloconversores ou pela combinação de retificadores e inversores). As tecnologias de eletrónica de potência podem ser utilizadas em variadíssimos fins, desde soluções para aplicações de baixa potência (e.g., na ordem dos mW em sistemas móveis de comunicação) até soluções para aplicações de elevada potência (e.g., na ordem dos GW em sistemas de transporte de energia eléctrica em alta tensão em corrente

contínua). A evolução tecnológica tem permitido projetar soluções de eletrónica de potência com custos mais reduzidos, com maior eficiência e com funcionalidades acrescidas, incluindo a operação tolerante a falhas. A eletrónica de potência continuará a ser imprescindível como suporte a novas soluções tecnológicas (Figura 1): sistemas para produção de energia a partir de fontes renováveis; sistemas de armazenamento de energia; sistemas de gestão de cargas; sistemas de produção de hidrogénio "verde"; sistemas de mobilidade eléctrica (incluindo transportes ferroviários, rodoviários, marítimos e aeroespaciais); sistemas de telecomunicações; sistemas para melhoria da qualidade de energia eléctrica e controlo de fluxo de potência (incluindo condicionadores ativos de potência e solid-state transformers); e sistemas de utilização de energia em indústrias e residências (automação e robótica, sistemas de controlo de motores, iluminação, climatização, eletrodomésticos, etc.) (AFONSO, 2020)(AFONSO, 2021).

REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES (SMART GRIDS) E MICRO-REDES

A descarbonização da economia, aliada à necessidade de renovação das redes eléctricas, desencadeou uma mudança de paradigma nos sistemas elétricos de energia, aumentando a capacidade de integração de produção



Figura 1 Exemplos de aplicações que utilizam tecnologias de eletrónica de potência.

descentralizada baseada em fontes renováveis e de novos serviços e mercados que promovem a participação ativa dos consumidores (LOPES, 2019).

Surge, assim, o conceito de rede elétrica inteligente (smart grid), uma rede ativa com capacidade de lidar com a maior complexidade da operação, através de novas soluções de monitorização, automação e controlo. Estas novas soluções têm como objetivo assegurar uma operação da rede mais segura e mais eficiente do ponto de vista técnico e económico, viabilizando a oferta de novos serviços aos consumidores, produtores e produtores-consumidores (prosumers). Especificamente, as redes inteligentes envolvem a integração de tecnologias diversificadas nas redes elétricas, a fim de estabelecer um fluxo bidirecional de informações sobre a operação e o desempenho da rede, desde os sistemas de produção aos sistemas de transmissão, distribuição e utilização de energia.

As tecnologias de eletrónica de potência assumem, neste contexto, especial relevância em várias aplicações (Figura 2) associadas aos veículos elétricos, à produção renovável dispersa e às soluções de armazenamento de energia. Estas interfaces têm como função assegurar a ligação otimizada à rede elétrica, assim como minimizar o impacto destas tecnologias na respetiva operação.

Os conversores de eletrónica de potência, vulgarmente denominados de inversores inteligentes (smart inverters), possibilitam atualmente a integração de algoritmos de controlo local para suporte à regulação de tensão, frequência e também comunicação e controlo remoto (IEEE, 2018). Com estas tecnologias de monitorização e comunicação para recolha de informações e atuação remota, o inversor é capaz de localmente ajustar a sua potência em função das condições da rede, evitando a saída de serviço de produção de base renovável e, ao mesmo tempo, permitindo a sua integração em sistemas de gestão de energia e de optimização do funcionamento da rede.

A flexibilidade dos inversores e a sua interoperabilidade viabilizam a exploração de estratégias de gestão ativa do consumo com benefícios para o consumidor, as comunidades de energia e também a operação da rede elétrica. Por exemplo, no caso do veículo elétrico, quando

Figura 2 Carregamento inteligente



ligado à rede, poderá carregar de forma controlada ao operar em modo G2V (grid-to-vehicle), assim como dar suporte à rede ou até à residência onde esteja ligado, ao operar em modo V2G (vehicle-to-grid) ou V2H (vehicle-to-home) (MONTEIRO, 2016) (GOUVEIA, 2013).

Também nas micro-redes é fundamental a flexibilidade dos inversores inteligentes, visando estratégias de deteção e proteção de falhas, assim como a operação confiável e com altos padrões de qualidade de energia elétrica. Definida como uma rede de distribuição que integra produção distribuída, armazenamento de energia elétrica e cargas flexíveis que operam de forma controlada e coordenada, a micro-rede pode operar interligada à rede de distribuição, ou ainda funcionar em ilha (isolada da rede elétrica) (ANDRE, 2017).

Os novos enquadramentos regulatórios de autoconsumo coletivo, assim como as preocupações com a segurança de abastecimento e a resiliência do sistema elétrico, têm conduzido a um crescente interesse nestas soluções. Simultaneamente, a flexibilidade dos inversores inteligentes tem ainda conduzido à definição de diferentes topologias da micro-rede (em corrente contínua, por exemplo) e à integração de diferentes tecnologias (desde os geradores convencionais aos eletrolisadores), viabilizando a sua utilização em modelos de negócio diversos, que vão desde a eletrificação, alimentação de infraestruturas em locais remotos, comunidades de energia e data centres.

Sob uma perspetiva de resiliência do sistema elétrico, a micro-rede tem ainda a capacidade de blackstart, podendo também ser agregada em clusters, alimentando as cargas de uma região através de estratégias locais de reposição de serviço (MONTEIRO, 2016). No entanto, estes modos de operação requerem estratégias específicas de controlo dos inversores e mecanismos de sincronização (GOUVEIA, 2013) (MONTEIRO, 2021).

Na infraestrutura da rede elétrica, a adoção de tecnologias baseadas em eletrónica de potência tem como objetivo aumentar a capacidade de transporte e a melhoria da estabilidade da rede e da qualidade da energia elétrica. No entanto, devido ao seu elevado custo, a sua integração decorre maioritariamente na transmissão, com a instalação, por exemplo, de FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) e STATCOM (STATIC synchronous COMPensator). Contudo, é esperado que nos próximos anos



Figura 3 Inversores inteligentes

surjam novas soluções para a rede de distribuição onde, para além da gestão de congestionamento, estes equipamentos permitam também melhorar a capacidade de regulação da tensão elétrica, aumentando a flexibilidade da infraestrutura de rede (MONTEIRO, 2021)(ZHU, 2021).

Em conclusão, face aos objetivos de descarbonização e às perspetivas de evolução tecnológica, as redes elétricas do futuro serão sistemas dominados, em grande parte, por tecnologias de eletrónica de potência, desde a produção de energia até ao seu consumo, passando pela gestão das redes. Este novo

paradigma conduz à necessidade da definição de estratégias de controlo que integrem todas as componentes do sistema, de forma individual ou agregada, em micro-redes como elementos ativos na otimização, operação e fiabilidade do sistema elétrico global. A contribuição das tecnologias de eletrónica de potência será também essencial para mitigar o número estimado de cerca de 770 milhões de pessoas sem acesso a eletricidade no mundo (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021), e de cerca de 3,5 mil milhões que sofrem com a conexão a redes elétricas com baixa qualidade no fornecimento de energia (AYABURI, 2020).

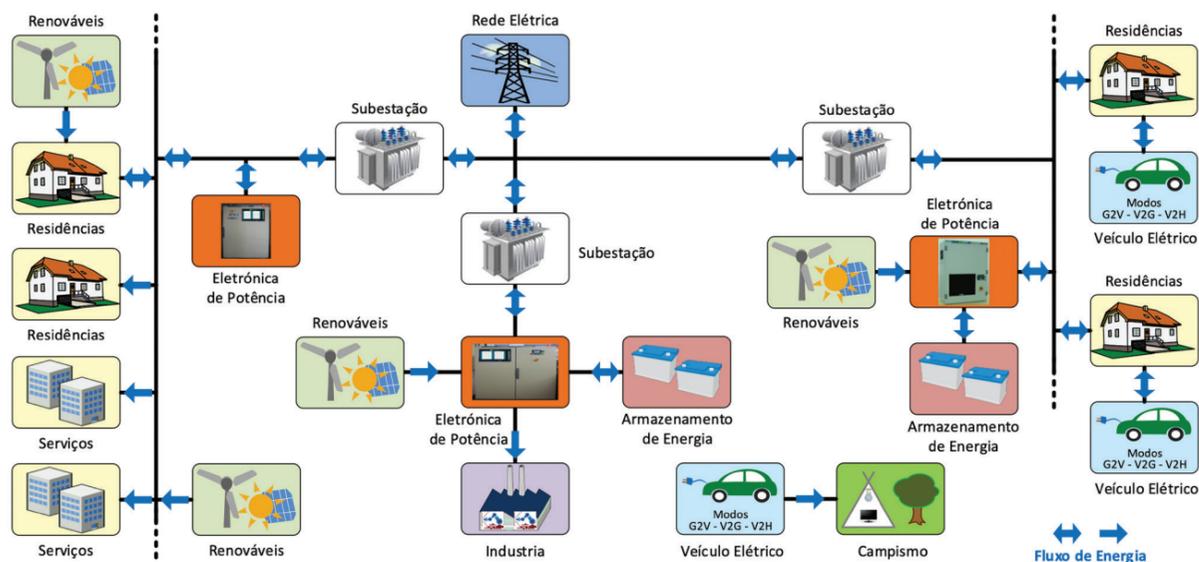


Figure 4 Aplicação de tecnologias de eletrónica de potência às redes inteligentes.

[1] AFONSO, J.; Tanta, M.; Pinto, J.; Monteiro, L.; Machado, L.; Sousa, T.; Monteiro, V. (2021) - A Review on Power Electronics Technologies for Power Quality Improvement. *Energies*, vol.14, no.24, pp.1-71.

[2] AFONSO, J.; Cardoso, L.; Pedrosa, D.; Sousa, T.; Machado, L.; Tanta, M.; Monteiro, V. (2020) - A Review on Power Electronics Technologies for Electric Mobility. *Energies*, vol.13, no.23, pp.1-61.

[3] LOPES, J.; Madureira, A.; Matos, M.; Bessa, R.; Monteiro, V.; Afonso, J.; Santos, S.; Catalao, J.; Antunes, C.; Magalhães, P. (2019) - The Future of Power Systems: Challenges, Trends and Upcoming Paradigms. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol.9, no.3, pp.1-16.

[4] Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (IEEE); IEEE Standard 1547(2018) "Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces". <https://standards.ieee.org/ieee/1547/5915/>

[5] MONTEIRO, V.; Pinto, J.; Afonso, J. (2016) - Operation Modes for the Electric Vehicle in Smart Grids and Smart Homes: Present and Proposed Modes. *Transactions on Vehicular Technology*, vol.65, no.3, pp.1007-1020.

[6] GOUVEIA, C.; Moreira, C.; Lopes, J.; Varajão, D.; Araújo, R. (2013) - Service Restoration in Low Voltage MicroGrids with Plugged-in Electric Vehicles. *Industrial Electronics Magazine*, vol.7, no.4, pp.26-41.

[7] ANDRE, R.; Guerra, F.; Gerlich, M.; Metzger, M.; Rodriguez, S.; Gouveia, C.; Moreira, C.; Damásio, J.; Santos, R.; Gouveia, J. (2017) - Low Voltage Grid Upgrades enabling islanding operation", *CIREC 2017*, Glasgow, Scotland.

[8] MONTEIRO, V.; Martins, J.; Fernandes, A.; Afonso, J. (2021) - Review of a Disruptive Vision of Future Power Grids: A New Path Based on Hybrid AC/DC Grids and Solid-State Transformers. *Sustainability*, vol.13, no.16, pp.1-24.

[9] ZHU, X.; Singh, A.; Mather, B. (2021) - Grid Value Investigation of Medium-Voltage Back-to-Back Converters. *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2021, pp. 1-5.

[10] International Energy Agency (2021) - World Energy Outlook.

[11] AYABURI, J.; Bazilian, M.; Kincer, J.; Moss, T. (2020) - Measuring "Reasonably Reliable" access to electricity services. *The Electricity Journal*, vol.33, no.7, pp.1-7.

João L. Afonso é Professor Catedrático do Departamento de Eletrónica Industrial da Universidade do Minho, em Portugal. Obteve a Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e o Mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE-UFRJ, no Brasil, em 1986 e 1991, e o Doutoramento em Eletrónica Industrial pela Universidade do Minho em 2000. Está a trabalhar no Departamento de Eletrónica Industrial da Universidade do Minho desde 1993. É coordenador e investigador do Grupo de Eletrónica de Potência e Energia (GEPE) do Centro ALGORITMI. Seus interesses de investigação incluem tecnologias de Eletrónica de Potência aplicadas à Qualidade de Energia Elétrica, Energias Renováveis, Mobilidade Elétrica, Sistemas Ferroviários Inovadores, Smart Grids e Smart Cities.

Carlos Henggeler Antunes obteve o grau de Doutor em Engenharia Eletrotécnica (especialidade de Otimização e Engenharia de Sistemas) pela Universidade de Coimbra em 1992. É Professor catedrático no Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Universidade de Coimbra, e Diretor do Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores de Coimbra (INESC Coimbra). As suas áreas de investigação incluem a otimização multiobjectivo e o planeamento de sistemas de energia com foco na resposta dinâmica da procura. É coautor do livro "Multiobjective Linear and Integer Programming" (Springer, 2016) e cocoordenador do livro "Energy and Behaviors" (Academic Press, 2019). É editor sénior da revista *Energy Policy* e editor do *EURO Journal on Decision Processes*. Participou em mais de 40 projetos de I&D e de consultoria a empresas nas áreas de sistemas de energia e de apoio à decisão.

Vitor Monteiro concluiu o doutoramento em Eletrónica de Potência e Sistemas de Energia em 2016, e o Mestrado Integrado em Engenharia Eletrónica Industrial e Computadores em 2010, ambos pela Universidade do Minho, Portugal. Atualmente é Professor Auxiliar no Departamento de Eletrónica Industrial da Universidade do Minho. A sua atividade de investigação tem sido desenvolvida no Grupo de Eletrónica de Potência e Energia (GEPE), nas áreas da eletrónica de potência, mobilidade elétrica, energias renováveis e qualidade de energia elétrica.

Clara Gouveia é mestre e doutorada em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, em 2008 e 2015 respetivamente. É membro do Centro de Sistemas de Energia do INESC TEC, onde desempenha funções de Investigadora Sénior. É atualmente responsável de área EMS/DMS e automação de redes, tendo a seu cargo a definição de linhas estratégicas de atuação e angariação de financiamento a nível nacional e europeu. Integra ainda o Conselho Científico do INESC TEC. O seu trabalho é dedicado à especificação, desenvolvimento e validação de soluções de gestão de energia tendo em conta a integração de recursos distribuídos, assim como soluções para a digitalização da rede de distribuição. Desempenha ainda funções como administradora não executiva do Grupo MARTIFER. Conta ainda com publicações em revistas científicas internacionais, livros e atas de conferências internacionais.



COMUNIDADES DE ENERGIA COMO UM MOTOR DE DESCARBONIZAÇÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO

As comunidades de energia podem contribuir para a descarbonização do sistema energético, mas a sua regulação e mecanismos de apoio, e os processos administrativos de licenciamento e comissionamento precisam de ser melhorados para incentivar o seu rápido desenvolvimento, contribuindo também para um papel mais ativo dos consumidores finais nos processos energéticos.

ANA RITA ANTUNES
Coordenadora Executiva, Coopérnico
arantunes@coopernico.org

CLAUDIO MONTEIRO
Professor, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
cdm@fe.up.pt

JOSÉ VILLAR
Investigador Sénior, INESC TEC
jose.villar@inesctec.pt

O PAPEL DAS COMUNIDADES DE ENERGIA

As comunidades de energia renovável (CER) e os autoconsumos coletivos (ACC) podem desempenhar um papel importante quando o autoconsumo individual (ACI) é de difícil implementação, por falta de espaço, inadequação do perfil de consumo, dificuldade de financiamento, ou valorização do excedente. As motivações podem ser económicas, mas também de autossuficiência, ambientais e sociais.

O conceito de CER foi introduzido pela diretiva europeia n.º 2018/2001 (Conselho Europeu, 2018) que estabelece objetivos no que concerne à promoção de utilização de energia de fonte renovável. Em Portugal, a primeira legislação sobre CER foi o Decreto-Lei n.º 162/2019 (Governo Português, 2019), substituído pelo Decreto-Lei n.º 15/2022 (Governo Português, 2022) sobre a organização e o funcionamento do sistema elétrico nacional, que inclui melhoras a vários aspetos da regulamentação anterior do autoconsumo.

Um ACC/CER pode ser um condomínio, com uma central fotovoltaica comum na cobertura. Pode ser uma aldeia ou bairro, com uma ou várias centrais fotovoltaicas em terrenos vizinhos. Pode ser uma organização heterogénea de consumidores vizinhos em que os excedentes de grandes coberturas de indústrias ou edifícios públicos é repartido entre consumidores vizinhos mais pequenos. Pode ser, simplesmente, um aglomerado de ACI, que desejam gerir e repartir com os vizinhos os seus excedentes de produção.

As CER são um processo de agregação local que dá força e poder de gestão e decisão aos consumidores, que passam a deter e a disponibilizar o recurso energético - o que, combinado com uma maior literacia energética, será um importante motor de transformação e democratização do sistema elétrico com a criação de novos modelos de negócio. No entanto, continuará a ser necessária a infraestrutura para partilhar energia localmente, pelo que a rede de serviço público continuará a desempenhar um papel essencial, com a necessidade de equipamentos de medição inteligentes e com protocolos de repartição local da eletricidade mais complexos e inovadores.

RESUMO DA REGULAÇÃO PORTUGUESA

Em ACC/CER, consumidores e produtores próximos geograficamente unem-se para

TRADING DE ELETRICIDADE

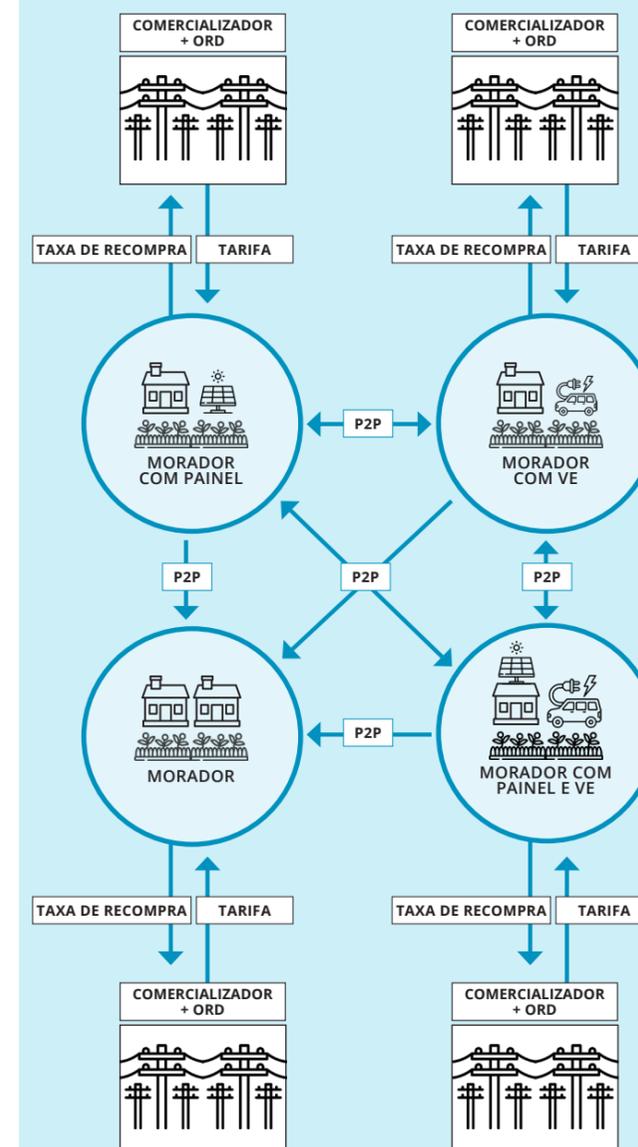


Figura 1 Adaptada de "Innovation landscape brief: Peer-to-peer electricity trading," IRENA, 2020

produzir energia e partilhar os excedentes com os outros membros. Mediante as regras de partilha acordadas, determinam-se os coeficientes de alocação (CA) com os que o operador da rede de distribuição (ORD) calcula, a partir das medidas dos contadores, a) qual é a energia fornecida pelos comercializadores e qual é a autoconsumida a partir da produção local, e b) para cada recurso da comunidade que esteja a injetar energia, a quantidade a alocar entre os consumidores, definindo assim o caminho seguido pela energia. Este caminho determina as tarifas de acesso a ser pagas pela energia autoconsumida (Rogério Rocha et al., 2021), sendo habitual que não se paguem tarifas de acesso dos níveis de tensão da rede supostamente não usada. Podem também aplicar-se subsídios adicionais como a exempção parcial ou total dos CIEG no caso de Portugal.

Os CA podem ser fixos, proporcionais ao consumo, ou dinâmicos e calculados pela própria CER, sendo estes últimos, já no Decreto-Lei n.º 15/2022, os que realmente permitem implementar modelos de negócio adaptados aos requisitos de cada CER (Rogério Rocha et al., 2021).

Enquanto os ACC estão orientados a esquemas de partilha de energia simples (para prédios ou condomínios), as CER parecem orientar-se a modelos de negócio mais complexos, e precisam de constituir-se com personalidade jurídica, devendo ambos carecer de fins lucrativos. Por último, as comunidades de energia para cidadãos podem incluir fontes de geração não renovável e ser proprietárias e gerir a sua própria rede de distribuição, estando sujeitas as mesmas restrições de proximidade entre os recursos que as compõem, mas o seu objetivo principal também não pode ser a obtenção de lucros financeiros.

MODELOS DE NEGÓCIO

A maneira como são feitos os investimentos em recursos de geração (como painéis fotovoltaicos), recursos flexíveis (como baterias), e sistemas de gestão de energia, e os perfis e setores de atividade dos membros e atores envolvidos numa CER, levam a diferentes modelos de negócio e governança (Moreno et al., 2022). Assim, membros com perfil consumidor procuraram reduzir o custo energético sem envolver-se em atividades de produção, membros com perfil



Figura 2 Créditos: CIFOR, Visualhunt

promotor investiram em ativos de geração para os rentabilizar, e as empresas fornecedoras de serviços energéticos poderão desenvolver e operar os sistemas de gestão da CER. Por outro lado, os excedentes podem ser partilhados com regras simples ou em mercados locais (Mello et al., 2020), sendo que devem especificar-se as compensações financeiras aos proprietários dos excedentes, o que leva às regras de settlement como parte integrante do modelo de negócio (Mello, Villar and Saraiva, 2022).

Desafios importantes são incentivar à participação em ACC/CER, por exemplo, adicionando serviços fornecidos aos membros (USEF, 2019), e promover um papel ativo de ACC/CER na operação do sistema, mediante modelos de negócio que incentivem a participação agregada no fornecimento de serviços de flexibilidade ao sistema.

EXEMPLOS DE ACC/CER

A produção coletiva de energia renovável em Portugal está a começar mais pelo modelo de ACC e menos pelas CER, mas ainda não há informação pública sobre o funcionamento destes projetos. Em vários casos, as iniciativas encontram-se paradas num limbo burocrático, à espera da aprovação das entidades nacionais. Os exemplos seguintes são projetos que se encontram em fase de projeto e registo na DGEG.

A Freguesia de Vila Boa do Bispo está a constituir uma CER local. A forma jurídica é a de uma Cooperativa de Interesse Público, pois esta CER é da iniciativa da Junta de Freguesia. O primeiro projeto de ACC desta CER será produzir energia fotovoltaica para partilhar entre os Bombeiros, a Casa do Povo e a própria Junta de Freguesia.

Na Alta de Lisboa, um condomínio de mais de 150

apartamentos em oito prédios está a ampliar os sistemas de produção solar fotovoltaica, com vista a passar de sistemas de autoconsumo simples para as partes comuns dos prédios, para um ACC, de forma partilhar a produção local entre todos os condóminos, para além das partes comuns dos prédios.

Em Oeiras, um condomínio de seis apartamentos tomou a iniciativa de instalar uma pequena central solar fotovoltaica para começar um autoconsumo coletivo e partilhar a eletricidade entre os seus condóminos.

LIMITAÇÕES REGULATÓRIAS E MELHORAS

As limitações aos projetos de ACC/CER ainda existem e são necessárias soluções.

O payback dos ACC/CER ainda não é muito favorável quando comparado com o payback dos ACI, mas as tarifas de acesso para a energia partilhada poderiam também considerar os benefícios diretos e indiretos, para o país, dos investimentos de particulares e empresas em produção renovável descentralizada.

Têm de ser disponibilizadas ferramentas de apoio burocrático e administrativo, como apoio na elaboração do regulamento que gere o funcionamento dos ACC e apoio no contacto com as entidades oficiais (Direção-Geral de Energia e Geologia, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, e E-Redes).

Deve acelerar-se a implementação dos sistemas de partilha dinâmicos para acomodar os modelos de negócio adequados a cada situação. Poderia também reduzir-se o papel do ORD nos processos de partilha de energia. O modelo atual assenta nas leituras virtuais, que não precisam de ser geridas pelo ORD, e que poderiam ser da responsabilidade de uma entidade terceira. Assim, seria criado espaço para novos serviços de inovação tecnológica, reduzindo as dificuldades que o ORD está a enfrentar para se adaptar a esta nova forma de partilha de energia.

Portanto, tal como existiram ajudas a outras tecnologias (tarifas feed-in para as renováveis, isenções tributárias na aquisição de veículos elétricos, etc.) seria benéfico o reconhecimento de externalidades positivas nas tecnologias de transição energética e promover apoios para acelerar a implementação de ACC/CER pelo seu contributo nesta transição e na resiliência do sistema elétrico.

Referências

European Government (2018) 'Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis (Texto relevante para efeitos do EEE)'. Disponível em: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj/por> (Consultado a 14 de dezembro de 2020).

Mello, J. et al. (2020) 'Power-to-Peer: a blockchain P2P post-delivery bilateral local energy market', in 2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM). 2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM), pp. 1–5. Disponível em: <https://doi.org/10/gjq3gh>.

Mello, J., Villar, J. and Saraiva, J.T. (2022) 'Conciliating the settlement of local energy markets with self-consumption regulations', Artigo em pré-edição, ainda não revisto. Disponível em: <https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4097357>.

Moreno, A. et al. (2022) 'Investments and Governance Models for Renewable Energy Communities', in. 2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM).

Governo Português (2019) 'Decreto-Lei n.º 162/2019 | DRE'. Disponível em: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189> (Consultado a 20 de janeiro de 2022).

Governo Português (2022) 'Decreto-Lei n.º 15/2022, organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional'. Disponível em: <https://dre.pt/> (Consultado a 5 de fevereiro de 2020).

Rogério Rocha et al. (2021) 'Comparative Analysis of Self-Consumption and Energy Communities Regulation in the Iberian Peninsula', in. PowerTech 2021, p. 6.

USEF (2019) USEF White Paper: Energy and Flexibility Services for Citizens Energy Communities. Disponível em: <https://www.usef.energy/app/uploads/2019/02/USEF-White-Paper-Energy-and-Flexibility-Services-for-Citizens-Energy-Communities-final-CM.pdf> (Consultado a 31 de janeiro de 2021).

Ana Rita Antunes é engenheira do Ambiente, com um mestrado em Eficiência Energética pela Universidade Nova de Lisboa. Depois de 15 anos a trabalhar junto de associações ambientalistas na área de Energia e Alterações Climáticas, juntou-se, em 2016, à Coopérnico, primeira cooperativa de energia renovável em Portugal que também comercializa no mercado liberalizado, da qual é membro fundadora e onde também é responsável pelo desenvolvimento de comunidades de energia. É ainda membro do Conselho Geral da associação ambientalista ZERO, em regime de trabalho voluntário.

Cláudio Monteiro é Professor Auxiliar no Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, tendo especialização nas áreas de Sistemas Elétricos de Energia, Energias Renováveis, Eficiência Energética, Mercados de Energia, Inteligência Artificial aplicada a Sistemas Elétricos de Energia, Planeamento Energético e Política Energética.

José Villar é Investigador Sénior do INESC TEC no Centro de Sistemas de Energia, onde é responsável da área de Mercados de Eletricidade. É engenheiro eletrónico e doutor pela escola de engenharia (ICAI) da Universidade Pontificia Comillas (Madrid), onde foi Professor Associado até 2017, e Diretor Adjunto do IIT (o instituto de investigação do ICAI) de 2004 a 2016. As suas áreas de interesse incluem a modelização e regulação dos mercados de eletricidade, e o funcionamento e planeamento estratégico dos sistemas de energia no contexto da transição energética.



CENTRAIS HÍBRIDAS OFFSHORE

UTILIZAÇÃO DE ENERGIA OFFSHORE ATRAVÉS DA COMBINAÇÃO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS

A atual situação energética da UE requer tecnologias inovadoras para alcançar energia acessível, resiliente e renovável... e há um oceano de oportunidades a explorar

BERNARDO SILVA

Investigador Sênior e professor auxiliar
INESC TEC e Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto
bernardo.silva@inesctec.pt

Quando se fala em energia offshore, a energia eólica é a primeira tecnologia que vem diretamente à nossa mente. De facto, esta tecnologia é a grande responsável pela geração de energia offshore, estando já em estado comercial. Desde os anos 2000, a indústria eólica tem tido um crescimento massivo e sustentado, com grande destaque na Europa. Portugal é um dos exemplos de boas práticas no que diz respeito à integração eólica, que aliada a uma energia hídrica favorável, têm originado bons rácios de integração de energias renováveis no mix de fontes primárias para a produção de energia elétrica. Muitos outros países têm vindo a adotar energia eólica e, mais recentemente, a adotado centrais fotovoltaicas, com o objetivo de atingir as metas de fontes renováveis na produção de eletricidade, reduzindo a necessidade de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, as emissões de CO₂.

Não obstante, os melhores locais para implantação de parques eólicos já se encontram utilizados no território continental europeu. Além disso, os planos de desativação de centrais nucleares, o mercado de carbono e, mais recentemente, o aumento do preço do gás natural, aumentam a necessidade de novas centrais, de origem renovável, onde a energia eólica desempenha um papel importante. Consciente dos desafios, a Comissão Europeia antecipou a necessidade da adoção de produção de energia offshore, com uma quantidade prevista de 60 GW de energia eólica offshore e 1 GW de energia oceânica, através de outras tecnologias, a serem instaladas até 2030 (Comissão Europeia, 2020). De acordo com a associação WindEurope (WindEurope, 2020), até o final de 2020, 25 GW de energia eólica offshore foram instalados na Europa. Estes parques são normalmente instalados perto da costa em monoestacas ou através de fundações de treliça. No entanto, a tecnologia flutuante, já instalada e em exploração no parque eólico offshore de Viana do Castelo, abre a possibilidade de ir mais longe, explorando águas mais profundas.

Contudo, a energia offshore não se resume à energia eólica. De facto, vários desenvolvimentos foram feitos na área das energias das ondas nas últimas duas décadas. Diferentes tecnologias foram investigadas e implementadas, mas falharam em testes reais devido à incapacidade das soluções apresentadas, em resistir às forças das ondas. Recentemente, algumas empresas têm desenvolvido conceitos alternativos de conversores de energia das ondas, que têm demonstrado bons resultados em projetos-





piloto à escala real. Em simultâneo, a tecnologia fotovoltaica também tem sido utilizada sobre a água, através de dispositivos flutuantes. Apesar de a maioria dos projetos serem implementados em rios ou barragens, existem também alguns projetos-piloto a nível offshore, apresentando resultados muito satisfatórios, nomeadamente no que diz respeito à resistência às condições marítimas adversas, como é o caso de tempestades marítimas. Apesar das potências e maturidade tecnológica serem ainda reduzidas, as tecnologias de conversão de energia das ondas e solar flutuante, começam a ser encaradas como alternativas viáveis de produção de energia offshore.

Todas as tecnologias renováveis offshore partilham o desafio comum da interligação com as redes elétricas continentais. As interligações são realizadas através da adoção de um circuito de cabos submarinos, que acarreta custos elevados. Estes, em conjunto com os custos de desenvolvimento do próprio parque offshore, traduzem-se num custo nivelado de eletricidade (CNE) elevado para estes projetos, o que significa que o índice €/MWh produzido tende a ser superior comparativamente com os projetos semelhantes em terra. Posto isto, a necessidade de ter mais eletricidade de base renovável e com custos mais baixos, traz a motivação de explorar a possibilidade do desenvolvimento de centrais de energia offshore híbridas, que permitam a redução do CNE e a incorporação de fontes de energia renovável.

As centrais de energia offshore híbridas possibilitarão a obtenção de mais eletricidade de base renovável no mar e, ao partilhar a mesma infraestrutura de interconexão, deverão permitir reduzir os custos de interligação, contribuindo assim para projetos com um menor CNE. Apesar de mais capacidade instalada geralmente significar a necessidade de mais capacidade no cabo de interligação, mais geração de energia pode não ter esse impacto, desde que os parques híbridos offshore sejam projetados para explorar a correlação entre as fontes renováveis, aumentando a taxa de utilização do cabo existente. Isso significa que, por exemplo, para um determinado parque eólico offshore, uma certa quantidade de hibridização pode ser instalada (ou seja: eólica + energia das ondas, eólica + fotovoltaica flutuante, eólica + onda + fotovoltaica flutuante) fazendo um melhor uso da infraestrutura de interconexão, através de um maior aproveitamento de energia renovável, não impactando na necessidade de um cabo com maior capacidade, não aumentando os custos de interconexão e, conseqüentemente, mitigando aumentos do CNE.

QUAL DEVERÁ SER A COMPOSIÇÃO TECNOLÓGICA DO PARQUE HÍBRIDO OFFSHORE?

As centrais híbridas offshore, como dito anteriormente, são compostas por uma combinação de diferentes tecnologias de geração offshore que compartilham uma infraestrutura de interconexão comum. Existem duas alternativas para a implementação. A primeira consiste em hibridizar parques eólicos offshore existentes com outras tecnologias, permitindo aumentar energia produzida, sem exceder a capacidade do cabo de interligação existente, através da exploração da

correlação entre fontes renováveis envolvidas. A segunda solução consiste em construir uma central offshore híbrida de raiz. Em ambos os casos, torna-se crucial a determinação de quais as tecnologias e respetivas potências instaladas que constituirão o parque híbrido. Para tal, é necessária a utilização de dados de recursos renováveis e modelos computacionais responsáveis por simular diferentes combinações de tecnologias para determinar qual o melhor conjunto a ser implementado. Há também a necessidade de incorporação de dados adicionais relacionados às especificidades da localização geográfica, como: profundidade, composição do solo marinho e restrições ambientais para possibilitem determinar a melhor a solução para o caso em análise. Dado o elevado nível de especificidades, a solução obtida não será passível de ser extrapolada para uma variedade de projetos, mas originará diretrizes importantes que poderão ser consideradas para diferentes áreas geográficas.

QUANTA ENERGIA RENOVÁVEL OFFSHORE PODE SER CONECTADA AO SISTEMA ELÉTRICO DE ENERGIA?

A integração de fontes renováveis, especialmente marítimas, dependerá da capacidade de conexão com a rede continental, da tecnologia adotada para a transmissão de energia (Corrente Contínua de Alta Tensão ou Corrente Alternada de Alta Tensão – respetivamente HVDC ou HVAC na literatura anglo-saxónica) e dos aspetos de estabilidade dinâmica da rede continental. É de extrema importância a realização de uma extensa avaliação para a determinação do volume máximo de interligação e as respetivas localizações.

A partir de uma escala regional, é necessário determinar a capacidade de conexão de cada subestação terrestre, próxima à costa, definindo-se assim uma quantidade hipotética de capacidade de conexão. Por outro lado, ao nível do sistema elétrico, é importante entender quais são os impactos da transposição da capacidade de interligação regional à sua operação. Para isso, torna-se necessária a elaboração de estudos sobre a operação em situação de N-1 (contingência) e avaliação de segurança dinâmica, para determinar a capacidade efetiva de interligação segura de centrais offshore. Nesse aspeto, a adoção de redes offshore (HVAC ou HVDC) poderá contribuir para aumentar a interligação entre países e globalmente a integração de energia renovável nos sistemas elétricos interligados.

COMO EFETUAR MANUTENÇÃO A UM PARQUE HÍBRIDO OFFSHORE?

A manutenção é um aspeto crítico relacionado às operações offshore, de difícil execução, especialmente em cenários de condições marítimas adversas, apresentando um custo bastante elevado (em comparação com as operações de manutenção no continente). É consensual que as centrais offshore precisarão de manutenção, com diferentes requisitos para cada uma das tecnologias adotadas, sendo fundamental otimizar as tarefas de manutenção marítimas de forma a reduzir os custos operacionais. Determinar as necessidades de manutenção e a janela temporal adequada para a realização de tais ações, requer a incorporação de ferramentas computacionais aliadas à monitorização das centrais híbridas, de previsão dos recursos renováveis envolvidos e das condições do marítimas. A digitalização terá um papel fundamental na monitorização, que aliada a modelos adequados, ajudará os tomadores de decisão a determinar os cronogramas de manutenção mais económicos.

O INESC TEC faz parte do consórcio do projeto europeu EU-SCORES, onde muitos dos desafios acima mencionados serão abordados de forma a estabelecer um roadmap para centrais híbridas offshore a serem implementadas na Europa, permitindo também a extrapolar alguns fatores a outras geografias. Além disso, o projeto também abordará os aspetos logísticos e ambientais relacionados à construção e instalação desta tipologia de centrais.

Referências

Comissão Europeia (2020) - An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future.

WindEurope (2020) - Offshore Wind in Europe Key trends and statistics 2020

Bernardo Silva é doutorado em Sistemas Sustentáveis de Energia (FEUP,2014) e mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (FEUP,2009). Colabora com o INESC TEC desde 2009, sendo atualmente investigador sénior e responsável de área para a integração de fontes de energias renováveis no Centro de Sistemas de Energia. É professor auxiliar na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Colaborou em diversos projetos europeus e trabalhos de consultoria técnica relacionados com a operação de sistemas elétricos com elevada penetração de fontes renováveis.

ATÉ ONDE PODE IR A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA?

A fração solar fotovoltaica na futura matriz elétrica não é limitada, se adotarmos um modelo inteligente para a descarbonização simultânea dos sectores elétrico e dos transportes.



Em muitos países com boa insolação, como Portugal, a energia elétrica gerada pela via solar fotovoltaica, com um custo de referência de 0,03 a 0,04€/kWh, é a mais barata das alternativas: por exemplo, ~1/3 dos custos de uma nova central nuclear ou a biomassa. Prevê-se, por isso, que a energia solar fotovoltaica, a par da eólica, venha a ser um dos principais instrumentos para a descarbonização do sistema elétrico - e da economia.

A pergunta evidente é então: quais os limites para a penetração da energia solar fotovoltaica num sistema elétrico? Que fração da energia elétrica total pode ter origem solar?

Consideremos primeiro o impacto no território: para satisfazer, por exemplo, 50% da geração elétrica futura, não seria necessária uma fração inaceitável do território?

Tomemos uma necessidade total de 90TWh/ano em Portugal 2050, e uma geração (decorrente da tecnologia fotovoltaica atual) de 1,5GWh/ha.ano. Para satisfazer 50% da energia anual total,

seria então necessária uma área de 283km², semelhante à da albufeira de Alqueva, apenas 0,3% do território. Desde que definida com critério e envolvendo as populações, a sua implantação não será um problema (ao contrário, por exemplo, da biomassa: para a mesma geração de energia elétrica, seria necessária uma área de floresta dedicada ocupando >40% do território nacional).

Consideremos agora o impacto de uma penetração maciça de geração solar fotovoltaica no equilíbrio do sistema elétrico. O problema resulta evidentemente da variabilidade temporal da geração solar, e da sua incapacidade de se ajustar às necessidades do consumo, tal como sucede com a geração eólica. Atualmente, a geração solar+eólica é <40%, a hídrica ~20%; com ~3GW de interligações com Espanha e 4,6GW das centrais térmicas a gás, tem sido possível equilibrar o sistema. Mas no futuro sistema descarbonizado, a geração solar+eólica representará >80% do total, a hidroelétrica apenas ~10%, e o gás natural é indesejado: o problema central do sistema elétrico será o seu desequilíbrio. O problema central deixará de ser o custo (económico e ambiental) da geração, passará a ser o custo de equilibrar o sistema.

ANTÓNIO VALLERA

Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa
IDL – Instituto Dom Luiz
amvallera@fc.ul.pt

MIGUEL CENTENO BRITO

Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa
IDL – Instituto Dom Luiz
mcbrito@fc.ul.pt

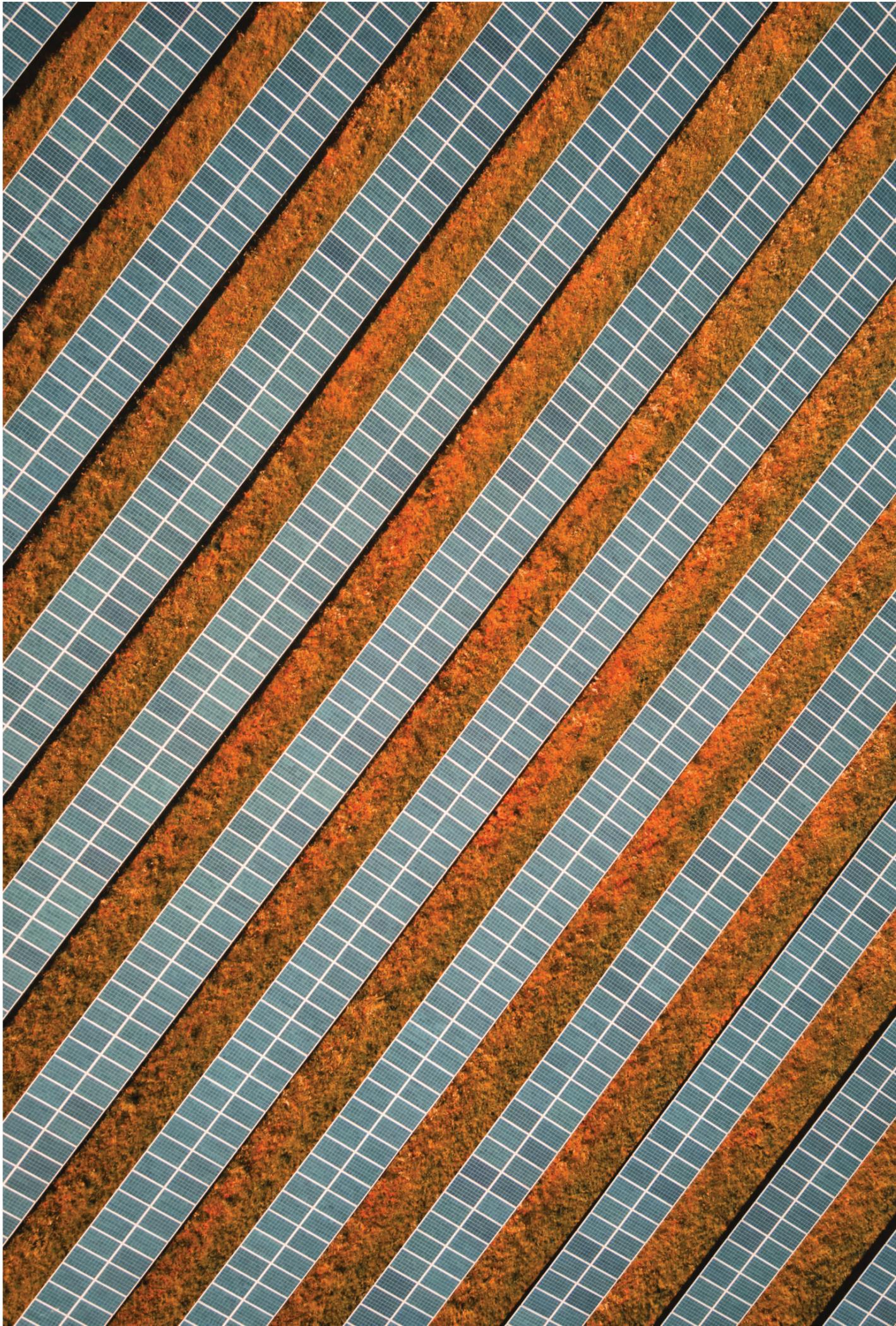
O problema é ilustrado na Figura 1A, na qual representamos, ao longo de uma semana, a procura para consumo e as várias componentes da geração modeladas para Portugal 2050 (inspiradas no Roteiro para a Descarbonização Portugal 20501), refletindo diretamente os recursos (sol, vento, água e biomassa) sem qualquer tentativa de equilibrar o sistema. Na Figura 1B representa-se a procura e o desequilíbrio do sistema, representado pelo défice de geração (ou excesso, nos intervalos com valores negativos), cru e depois de acionados ao máximo os meios clássicos para equilibrar o sistema: gestão das albufeiras, incluindo armazenamento com bombagem nos períodos de excesso de geração, e gestão das centrais de biomassa (com potência máxima quando há défice, mínima quando há excesso no sistema), deixando de fora apenas a importação/exportação. O desequilíbrio é ainda brutal, com défices de 9GW (quando o sol se põe e o consumo é elevado), e excessos superiores a 20 GW (quando o sol brilha e o vento sopra forte, na primavera).

Quer isto dizer que, neste modelo descarbonizado, se ultrapassou largamente o limite de penetração da geração solar e eólica, por impossibilidade de equilíbrio do sistema?

Não, é sempre possível equilibrar o sistema, combinando (1) sistemas de armazenamento adicionais (para além das hídricas com bombagem previstas), (2) sobre capacidade de geração (com corte em horas de excesso) e (3) importação/exportação. O problema é o custo destas soluções, que facilmente poderá ultrapassar o custo da geração em si, se mal desenhado, tornando a energia elétrica excessivamente cara.

Existe, no entanto, outra possibilidade, que pode ser a chave para uma solução com os mais baixos custos: flexibilizar uma fração substancial do consumo. Ou seja, em vez de procurar ajustar a geração ao consumo, encontrar partes substanciais do consumo que possam ajustar-se à disponibilidade da geração.

Notemos, primeiro, que o consumo doméstico e pelo comércio ou indústria em geral tem alguma capacidade de ajuste à disponibilidade (um exemplo: gestão de sistemas de aquecimento/arrefecimento), mas muito limitada, muito insuficiente para o equilíbrio do sistema. Que sectores com consumo substancial serão então passíveis de flexibilização?



Um deles é a produção de hidrogénio verde por eletrólise. Os eletrolisadores poderiam funcionar à potência máxima quando houvesse disponibilidade para tal, e reduzir ou mesmo anular o consumo em caso de défice. Adicionalmente, o hidrogénio armazenado poderia ser usado em células de combustível para injetar energia no sistema, apoiando-o como uma reserva de potência firme. Porém, não é ainda claro o grau de penetração na economia das tecnologias do hidrogénio (que sofrem de altos custos e de baixas eficiências) - e, portanto, que fração do consumo total a produção de hidrogénio representará: se se limitar aos valores atuais, esta fração seria insignificante; pelo contrário, se o hidrogénio vier a ser um vetor energético com um impacto semelhante ao do gás natural, esta fração seria substancial.

Outro sector, para o qual é muito mais seguro estimar o impacto, é o dos transportes terrestres, que usam atualmente uma energia igual a 135% do consumo elétrico sob a forma de combustíveis fósseis, e que é urgente descarbonizar. Eletrificando os veículos com baterias, seria possível um ganho de eficiência da ordem de ~2,5 relativamente aos motores de combustão interna, ou seja, o consumo de energia elétrica necessário representaria um acréscimo de ~54%, uma fração realmente substancial. Por outro lado, a potência mecânica dos motores dos ~7 milhões de veículos do parque português é de ~600GW, ou seja, 100 vezes a potência média do sistema elétrico. O impacto da eletrificação da mobilidade terrestre no sistema elétrico será, portanto, colossal; a questão relevante é: será possível flexibilizar este consumo?

Se prosseguirmos a tecnologia atual, de carga das baterias por ligação do veículo a uma tomada, a resposta é sim, mas muito limitadamente. Os veículos que mais consomem são os pesados para transportes de longa distância, que evidentemente precisam de cargas rápidas e no momento, não tendo disponibilidade para esperar pelas horas de excesso de geração. Pelo contrário, os veículos ligeiros privados, que podem estar parados 99% do tempo, têm disponibilidade, mas não têm consumo, exceto em viagens longas, nas quais novamente exigem cargas rápidas, e no momento.

Imaginemos agora que os veículos trocam, em ~2 minutos, as baterias descarregadas por baterias carregadas nas estações de serviço, onde residem acopladas à rede durante um período médio de ~24h, durante o qual constituem uma carga totalmente flexível. A potência nominal das ~10%



das baterias residentes será de ~60GW, muito maior que a necessária

- para absorver todo o excesso de geração
- para apoio ao sistema como reserva de potência firme em caso de défice.

Na Figura 1C, demonstramos o impacto destes modelos de descarbonização dos transportes terrestres, representando

- o défice resultante de um consumo total rígido, depois de acionados todos os meios de atenuação, já mostrada em 1B, como referência;
- o défice que resulta da flexibilização parcial do consumo pela mobilidade rodoviária, num modelo de carga por ligação dos veículos à rede (incluindo uma componente de veículo-rede, de apoio à rede pelas baterias dos veículos); e
- o défice que resulta da flexibilização total do consumo pela mobilidade rodoviária, num modelo de troca de baterias (incluindo também uma componente de bateria-rede, que interessantemente tem pouco significado: o efeito dominante no equilíbrio do sistema é a flexibilidade da carga).

Esta última função demonstra que se consegue o equilíbrio do sistema, mesmo com uma penetração de 44% de energia solar fotovoltaica (e 85% de solar+eólica), desde que optemos por um sistema inteligente de flexibilização do consumo rodoviário.

A resposta à pergunta inicial é, portanto: não existe um limite à penetração da energia solar

fotovoltaica. A fração ótima será provavelmente da ordem de 40-50% em Portugal, como já apontado pelo Roteiro Nacional, e demonstrámos que não haverá problema com a sua implantação nem com a estabilidade da rede – se tomarmos as opções corretas.

Referências

1. Ministério do Ambiente e Transição Energética (2019), Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050).

2. A.M. Vallera, P.M. Nunes, M.C. Brito (2021), Why we need battery swapping technology, Energy Policy, 157:112481. doi.org:10.1016/j.enpol.2021.112481.

António Vallera licenciou-se em 1970 em Engenharia Eletrotécnica (Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal), e obteve o grau de doutorado pela Universidade de Cambridge, Cavendish Laboratory, Reino Unido. Dedicou a maior parte da sua vida profissional à Universidade de Lisboa, onde foi professor e vice-reitor, e continua ativo em investigação na área da energia com afiliação à Faculdade de Ciências, depois da sua aposentação como professor.

Miguel Centeno Brito licenciou-se em 1994 em Engenharia Física Tecnológica (Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal), e obteve o grau de PhD pela Universidade de Oxford, Clarendon Laboratory, Reino Unido. É professor na Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa desde 2011, na área de Energia e Ambiente, dedicando-se à investigação em energias renováveis, com foco em energia solar.

Figura 1A

UMA SEMANA DE JANEIRO EM 2050: PROCURA E GERAÇÃO (POR RECURSO: SOL, VENTO, ...)

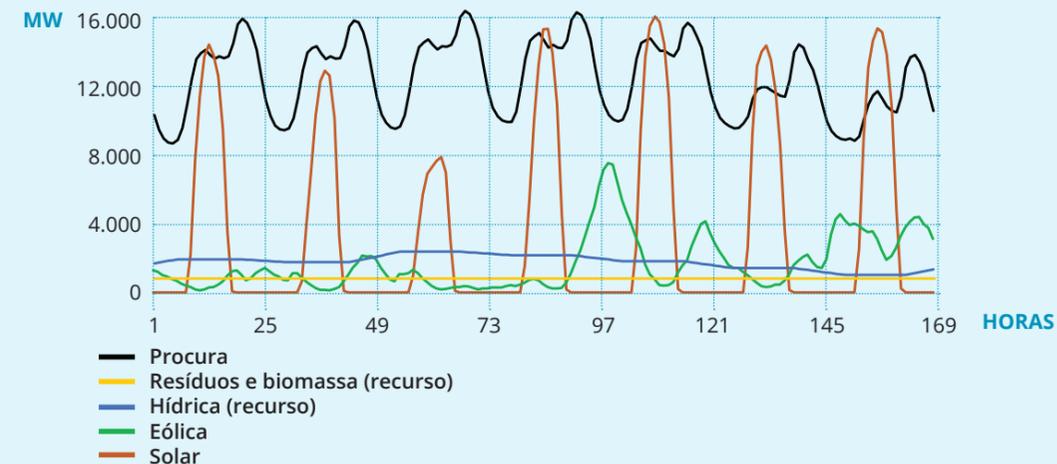


Figura 1B

UMA SEMANA DE JANEIRO DE 2050: PROCURA E DÉFICE DE GERAÇÃO:

1. Cru (recurso directo) e
2. Atenuado pela gestão das térmicas e hídricas, incluindo bombagem

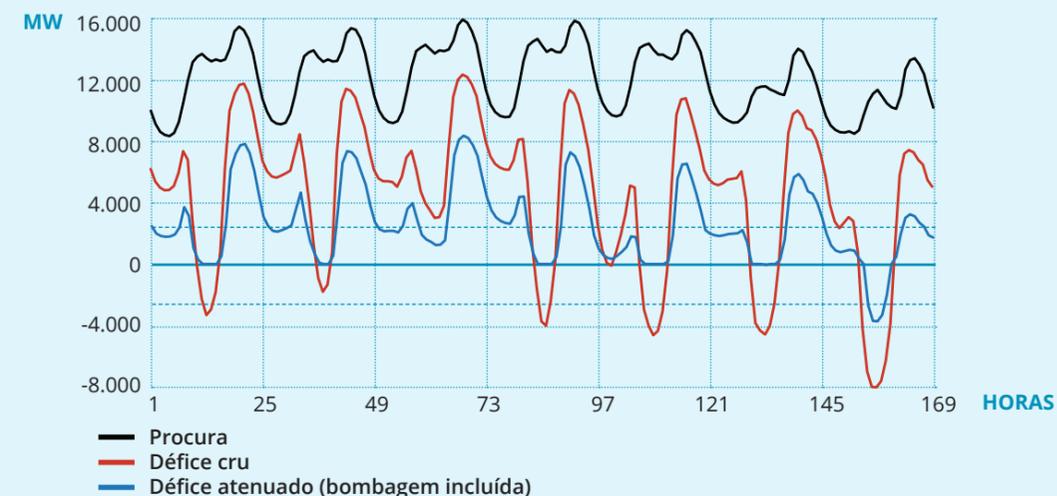
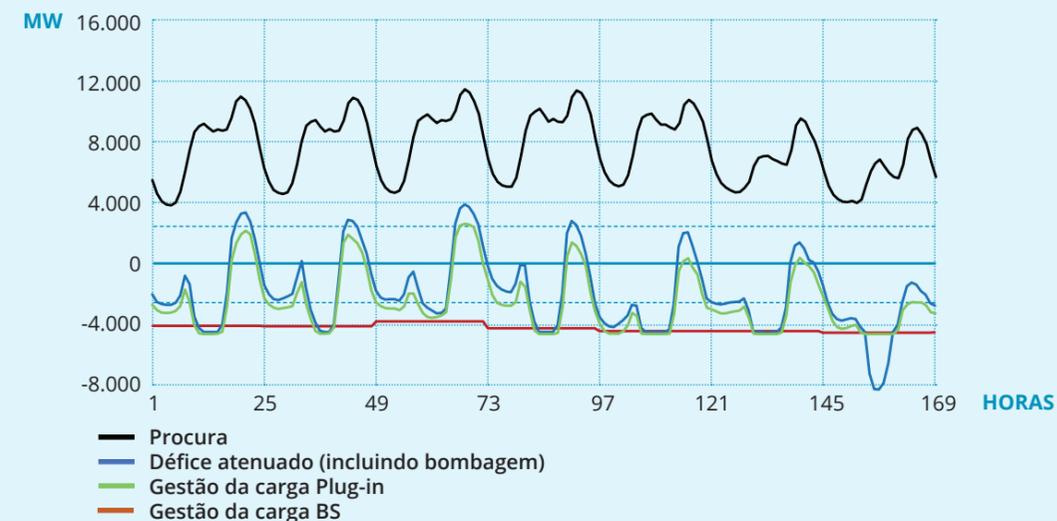


Figura 1C

UMA SEMANA DE JANEIRO EM 2050: PROCURA E DÉFICE DE GERAÇÃO ATENUADO POR:

1. Gestão das térmicas e hídricas, incluindo armazenamento com bombagem;
2. Gestão da carga dos veículos elétricos Plug-in adicionada (com V2G incluído);
3. Gestão da carga dos veículos elétricos troca de baterias adicionada.



SISTEMAS MULTIENERGIA E GASES RENOVÁVEIS PARA UMA ECONOMIA DE BAIXO CARBONO

Este artigo discute o papel dos gases renováveis na transição energética necessária para alcançar uma economia sustentável e de baixo carbono. Apresenta também os atuais desafios, oportunidades e benefícios de uma abordagem de gestão conjunta de diferentes tipos de redes e setores energéticos que interagem a diferentes níveis num edifício, cidade ou região – o conceito de sistemas multienergia.



Figura 1 Hidrogénio verde

1. A NECESSIDADE DE UMA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

As mudanças climáticas não são mais uma ameaça futura, pois essas mudanças estão já a acontecer um pouco por todo o Mundo. Ondas de calor e secas prolongadas na Europa, furacões e inundações na Ásia estão a atingir o planeta a um ritmo cada vez maior. Estas mudanças climáticas determinam a necessidade de descarbonizar a economia mundial e, conseqüentemente, de eletrificar a atividade económica, juntamente com a utilização de fontes renováveis de energia para a produção de eletricidade.

No entanto, a descarbonização completa da sociedade e da economia não será possível sem a exploração de outro vetor energético – o Hidrogénio (H₂) – um gás considerado renovável se produzido a partir de eletrólise da água e utilizando exclusivamente eletricidade obtida de fontes renováveis, principalmente eólica e solar fotovoltaica (PV). A utilização de biogás deverá também aumentar. De facto, a necessidade de calor industrial de alta temperatura, a necessidade de novos combustíveis verdes para o transporte rodoviário de longo alcance, transporte marítimo e aéreo justificam a exploração do H₂ como vetor complementar para apoiar um caminho mais rápido para a descarbonização. Além disso, o H₂ também pode ser usado como armazenamento sazonal de energia usando o excesso de geração renovável numa solução power-to-power (P2P) e assegurando níveis adequados de segurança de abastecimento para os sistemas elétricos de energia. A progressiva eletrificação da

economia, aliada a um aumento na utilização de gases renováveis, onde o acoplamento sectorial desempenha um papel importante e a necessidade de otimização da utilização do calor conduz ao desenvolvimento de sistemas multienergia, exige uma otimização global no planeamento e operação destas infraestruturas, com um objetivo comum: Sustentabilidade.

2. DESAFIOS E OPORTUNIDADES – O PAPEL DOS GASES RENOVÁVEIS

O aumento da integração de fontes renováveis traz o desafio de lidar com geração variável. A produção de H₂ verde com recurso a eletricidade renovável pode ter um papel significativo no contexto da descarbonização do setor energético. De facto, a produção de H₂ pode aumentar significativamente a flexibilidade do sistema elétrico de energia, se os eletrolisadores forem explorados como cargas flexíveis capazes de responder a variações de frequência. O H₂ permite também o armazenamento sazonal de eletricidade renovável e a diminuição do conteúdo de carbono nas redes de gás natural (através da injeção direta na rede).

A variabilidade da produção renovável levará a excedentes de energia renovável em alguns períodos do ano e escassez noutros. Como o excesso de eletricidade renovável é sazonal, geralmente durante a Primavera (para vento) e no Verão (para PV), há um grande interesse em armazenar o excedente de eletricidade e os eletrolisadores surgem como uma nova carga que pode absorver essa energia. O H₂ pode

BRUNO HENRIQUE SANTOS

Candidato PhD, FEUP / Consultor Sénior, REN
bruno.hs@fe.up.pt

FILIPE JOEL SOARES

Investigador Sénior, INESC TEC
filipe.j.soares@inesctec.pt

JOÃO PEÇAS LOPES

Professor Catedrático, FEUP / Diretor Associado, INESC TEC
jpl@fe.up.pt

então fornecer uma solução de armazenamento sazonal se for possível armazenar este H2 em locais de grande capacidade, como cavernas, o que acontece já em Portugal onde as cavernas salinas são usadas para armazenar gás natural para uso no final do Outono ou Inverno. Esta solução pode levar à implementação de uma abordagem de integração de setores, onde o H2 é usado para misturar gás natural que vai abastecer turbinas a gás de ciclo combinado ou é usado diretamente por pilhas de combustível estacionárias (usadas também para produzir calor que pode ser de interesse para cogeração industrial) ou utilizado por turbinas de H2, levando a uma solução P2P. A adoção de uma solução P2P, onde é utilizado um gerador alimentado com H2, proporciona uma capacidade firme para o sistema elétrico, o que permite manter os níveis de segurança de abastecimento dentro dos limites desejados.

Os principais desafios técnicos do setor elétrico estão relacionados com o aumento da eficiência da solução P2P (eletrolisadores e geradores a H2) e com a adaptação da armazenagem das cavernas para armazenar H2. Adicionalmente, há também desafios regulatórios relacionados com a definição de um enquadramento adequado que garanta a viabilidade económica da solução P2P ao lidar com o excedente de geração renovável.

O H2 também é utilizado pela indústria em diversos domínios: refinação de petróleo, amoníaco para a produção de fertilizantes, produção de metanol e produção de aço. Nestas instalações industriais, a autoprodução de eletricidade renovável deve ser promovida através de centrais fotovoltaicas e instalações de cogeração, onde o gás natural deve ser misturado com H2 verde.

O setor da mobilidade é um dos principais setores responsáveis pelo consumo de combustíveis fósseis. Assim, é urgente substituir os combustíveis fósseis por eletricidade verde e usar biocombustíveis e H2. O H2, enquanto gás renovável, poderá ter um papel central na descarbonização do setor da mobilidade, nomeadamente para autocarros urbanos e regionais, comboios, transportes pesados de longa distância, transportes marítimos e até aéreos num futuro mais distante. O H2 verde também pode ser usado atualmente como combustível de aviação sustentável (SAF), após a devida conversão, contribuindo para descarbonizar o setor de aviação. O principal desafio técnico prende-se com o armazenamento da quantidade de H2 necessária para uma autonomia alargada, considerando

todas as restrições de peso, volume, eficiência, segurança e custo. Portanto, o transporte a longas distâncias e os transportes pesados devem ser os meios preferíveis para a adoção de H2, pois, por agora, as baterias continuam a ser mais eficazes para transportes ligeiros.

Ao nível dos edifícios, os sistemas de energia têm um desafio único, que é a idiossincrasia dos consumidores, nomeadamente considerando as necessidades individuais e diferenciadas na renovação de edifícios antigos. A pobreza energética também está a gerar grandes preocupações no atual contexto geopolítico da energia e de escassez de oferta. Portanto, a resposta do lado da procura e a eficiência energética, juntamente com metodologias tecno-económicas de grande amplitude, são fundamentais para traçar novos caminhos de descarbonização e acelerar o ritmo de implementação. Além disso, em reformas onde os desafios arquitetónicos são enormes, não há soluções milagrosas, portanto, todas as abordagens tecnológicas devem ser consideradas numa abordagem conceptual ao projeto multienergia.

3. SISTEMAS MULTIENERGIA

Uma abordagem baseada em sistemas multienergia é o passo que deve ser dado para garantir uma transição energética eficiente e sem falhas, garantindo que todos os benefícios da eletricidade, gases renováveis e cargas flexíveis (por exemplo, veículos elétricos) sejam utilizados de forma adequada.

Em termos técnicos, um sistema multienergia considera diferentes tipos de redes e setores de energia que interagem em diferentes níveis num edifício, cidade ou região, conforme se apresenta na Figura 1. Espera-se que a operação e o planeamento otimizados de sistemas multienergia tragam vários benefícios para o sistema energético global, contribuindo para o fornecimento de serviços de energia a preços mais reduzidos, aumentando a fiabilidade e a qualidade de serviço, melhorando a segurança de abastecimento e reduzindo o impacto sobre o meio ambiente.

O H2 verde pode desempenhar um papel importante na implementação de sistemas multienergia. De facto, a economia do H2 cresceu exponencialmente nos últimos anos e configura uma oportunidade única de investigação e desenvolvimento de novas soluções tecnológicas para acelerar a transição energética.

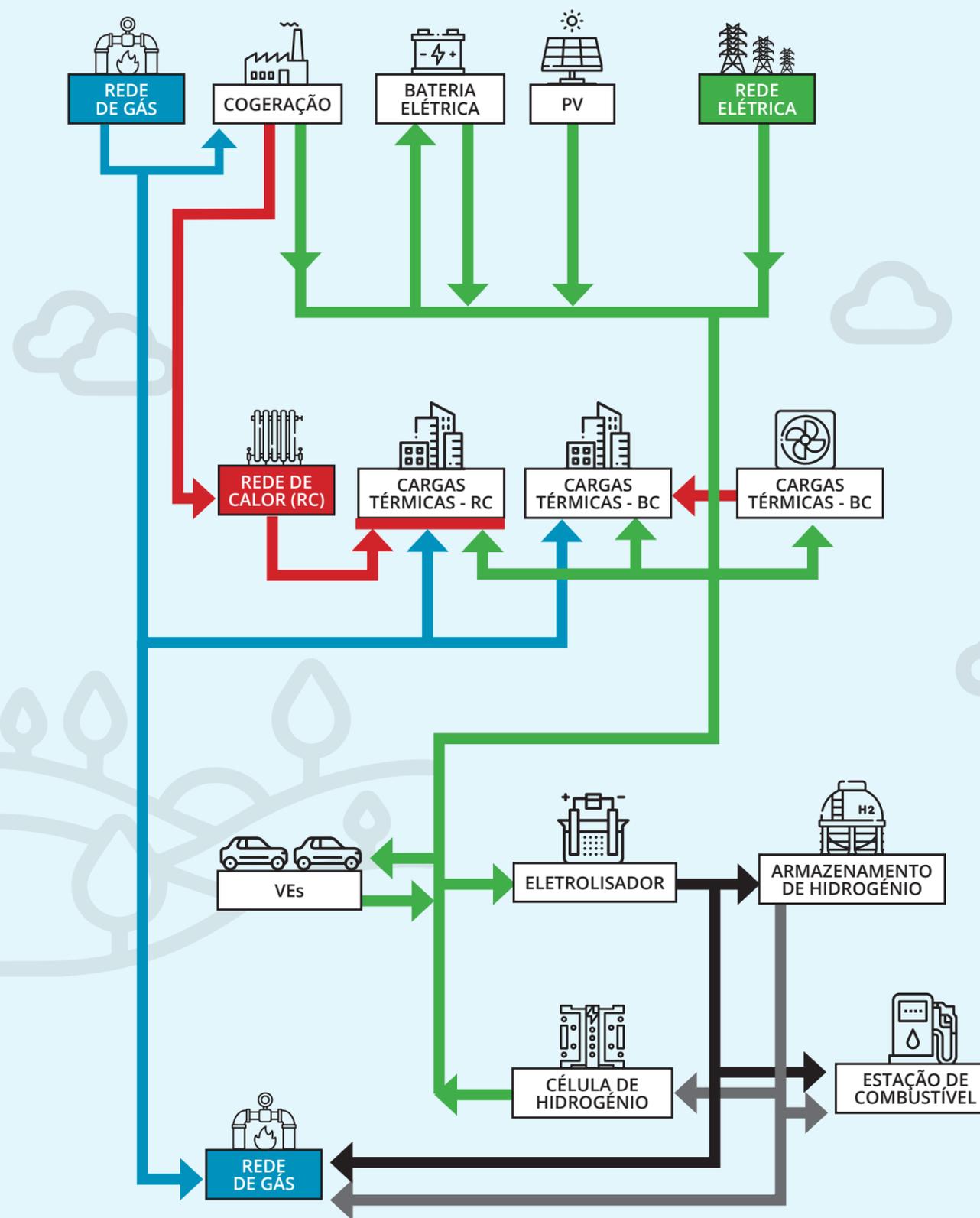


Figura 2 Estrutura hipotética de um sistema multienergia



Apesar dos potenciais benefícios, existem ainda vários desafios que precisam ser superados para alcançar uma vasta implementação do conceito:

- As estruturas e relações institucionais e de mercado estão isoladas para os diferentes setores de energia;
- As interdependências técnicas, económicas e de mercado entre sistemas de energia são complexas e não são abordadas de forma holística pelos operadores de rede;
- A gestão e operação integrada de múltiplas redes de energia é altamente complexa;
- A falta de ferramentas adequadas para realizar o planeamento de sistemas energéticos integrados e interdependentes.

Vários esforços foram feitos nos últimos anos para superar estes desafios e conseguiram-se alguns avanços técnicos em termos de ferramentas operacionais e de planeamento, e ao nível do acoplamento dos diferentes mercados.

4. PRÓXIMOS PASSOS

No sentido de se alcançar, efetivamente, a transição energética desejada, várias medidas devem ser colocadas em prática de forma gradual, em diferentes fases:

A. Fase 1 – A eletrificação da economia aumentará e avançará através da integração de renováveis para descarbonizar o sistema de elétrico de energia.

B. Fase 2 – Com o sistema elétrico descarbonizado, o foco deve ser colocado no desenvolvimento de novas abordagens e ferramentas de gestão para supervisionar e manter os níveis de fiabilidade do sistema elétrico. Também se devem encetar esforços para descarbonizar os setores do aquecimento e dos transportes, juntamente com um investimento na implementação real de sistemas multienergia. Os gases renováveis, nomeadamente o H₂, irão ser gradualmente utilizados para descarbonizar os setores energéticos onde a eletricidade não consegue resolver o problema de forma eficaz.

C. Fase 3 – Reformar a regulação e as regras de funcionamento dos mercados para facilitar e alavancar a eletrificação geral e a implementação geral do conceito de sistemas multienergia. Os gases renováveis serão o principal suporte para a descarbonização da economia, utilizando H₂ verde nos setores da indústria e da mobilidade e fomentando a utilização dos recursos renováveis endógenos.

D. Fase 4 – Implementação geral do conceito de sistemas multienergia, integrando redes de eletricidade, gás e aquecimento juntamente com a flexibilidade de recursos multivector. O planeamento operacional e o planeamento de investimentos de longo prazo devem ser realizados de forma conjunta.

A Figura 2 sumariza o roteiro geral até 2050 para uma economia de baixo carbono.

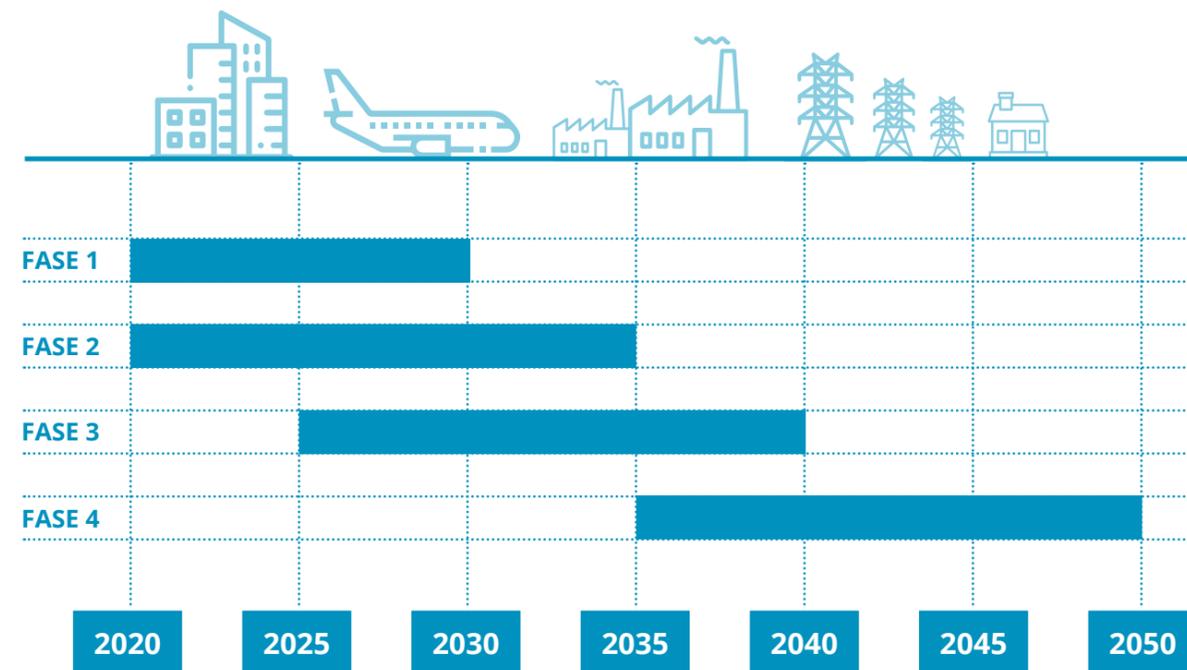


Figure3 Roteiro para uma economia de baixo carbono

Bruno Henrique Santos é licenciado e mestre em Engenharia Mecânica, na especialidade de Energia Térmica, pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP). Atualmente, é candidato a PhD em Engenharia e Políticas Públicas no âmbito do Programa Doutoramento da FEUP e da Carnegie Mellon University, com investigação em modelos regulatórios transicionais para a integração de sistemas energéticos, nomeadamente para a implementação de Hidrogénio no setor energético. Desde 2010 na indústria da energia (iniciando a carreira na EDP, e desde 2017 na REN), tem desenvolvido projetos de inovação para descarbonização do setor do gás, tendo sido Subdiretor de Engenharia e Desenvolvimento até 2022, onde iniciou a implementação da estratégia corporativa de H₂ para todas as unidades de negócio da REN. Membro do Board do Programa Future Energy Leaders Portugal (FELPT), é também Membro Sénior e Especialista em Energia pela Ordem dos Engenheiros.

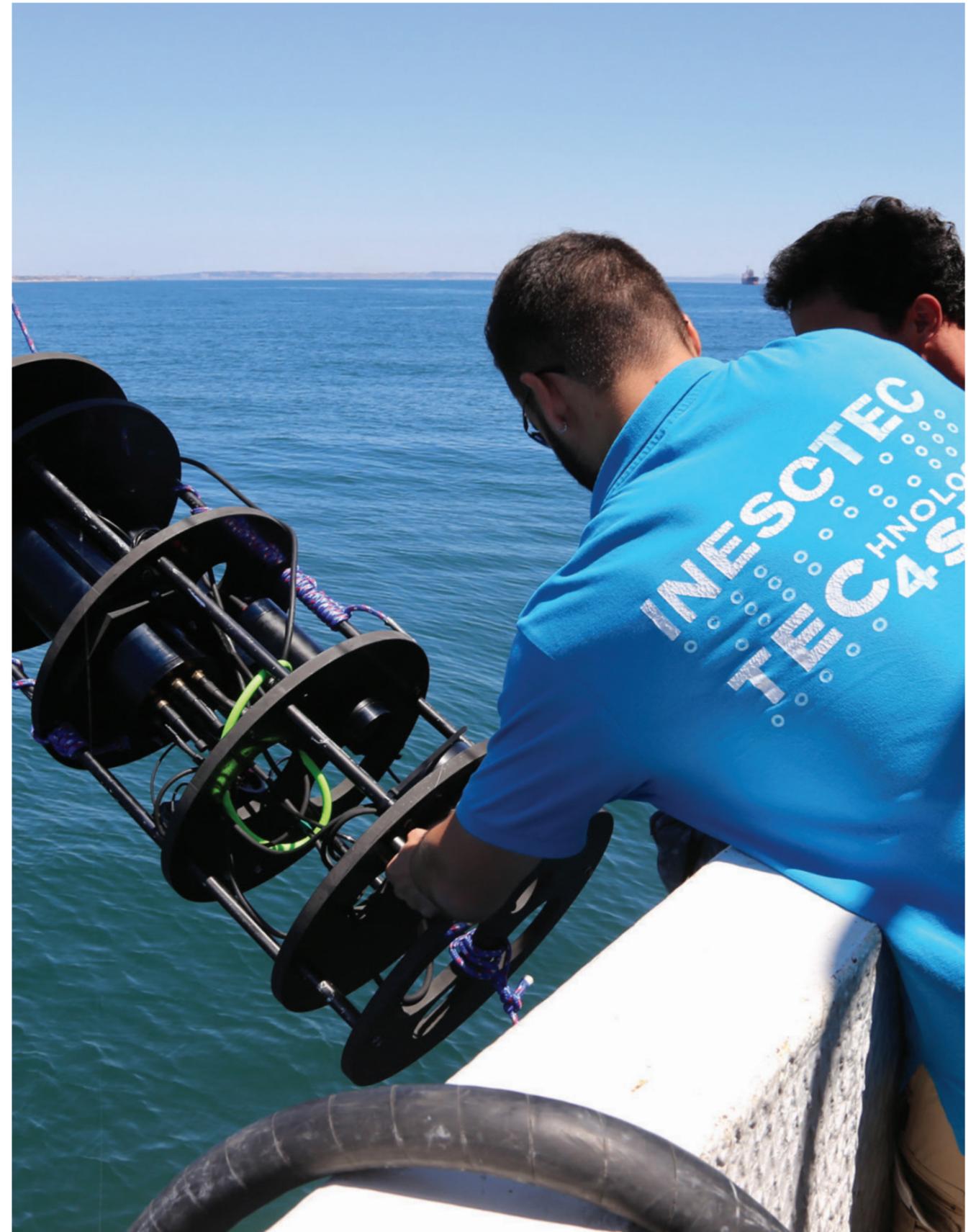
Filipe Joel Soares é licenciado em Física e doutorado em Sistemas Sustentáveis de Energia, pelo Programa MIT|Portugal. Atualmente, é Investigador Sénior do INESC TEC e Professor Auxiliar na Universidade Lusófona do Porto. Coordenou e esteve envolvido em vários projetos na área dos sistemas elétricos de energia há mais de 12 anos, abordando a integração de energias renováveis, armazenamento e veículos elétricos em redes elétricas, a participação de cargas flexíveis e agregadores nos mercados de eletricidade, eficiência energética, envolvimento dos consumidores e, mais recentemente, no desenvolvimento de sistemas multienergia e produção de H₂ verde. É também autor ou coautor de mais de 100 artigos técnicos publicados em revistas e conferências internacionais.

João Peças Lopes é licenciado e Doutoramento em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores pela FEUP. É Professor Catedrático da FEUP, onde leciona na graduação e pós-graduação. É Diretor do Programa Doutoramento de Sistemas Sustentáveis de Energia na FEUP. É atualmente Diretor Associado do INESC TEC. É Fellow da Power Energy Society do IEEE. É membro da Comissão Nacional de Acompanhamento do PRR. Os seus domínios de investigação estão relacionados com integração em larga escala de fontes renováveis, comportamento dinâmico do sistema elétrico, armazenamento de energia e segurança de abastecimento, micro-geração e micro-redes e integração de mobilidade elétrica em redes elétricas.



SUBSCREVER

Tema da próxima edição da Revista INESC TEC Science&Society: O Mar





INSTITUTE FOR SYSTEMS AND
COMPUTER ENGINEERING,
TECHNOLOGY AND SCIENCE

