

## *Projeto de P&D Tecnologias Exponenciais*

Webinar “Tomada de Subsídios 011/2021 e a preparação da regulação brasileira para a inserção de Recursos Energéticos Distribuídos”

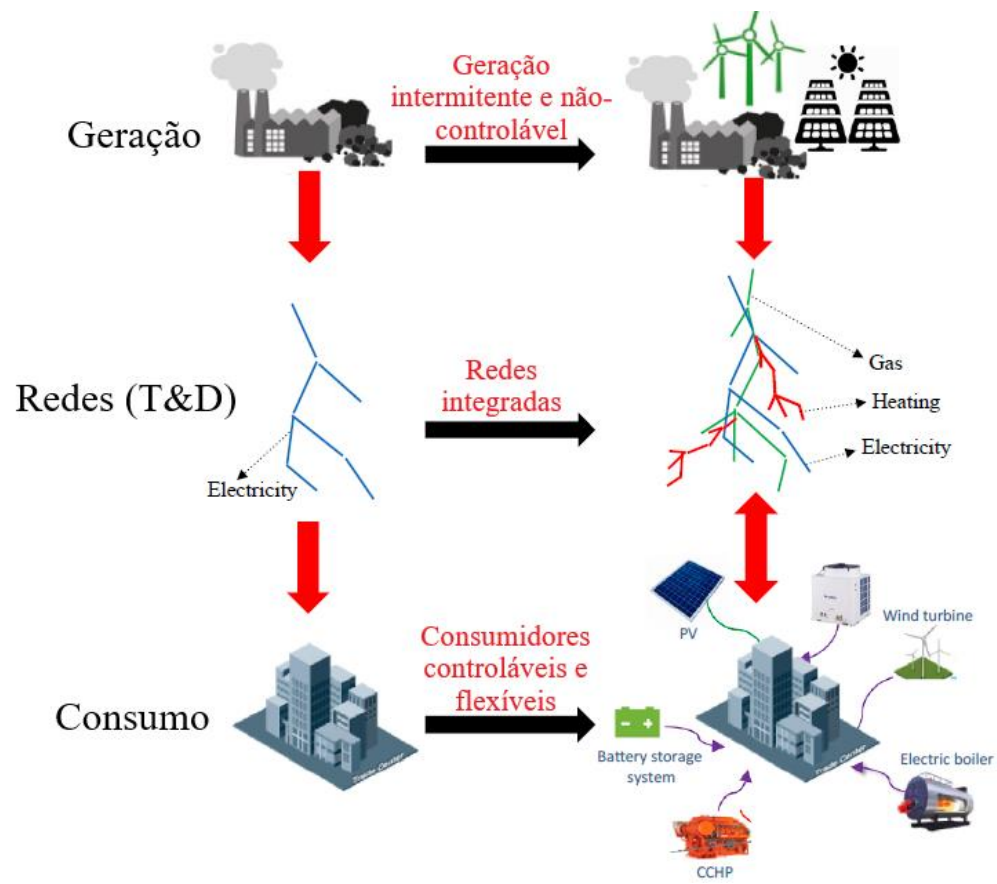
10 de setembro de 2021

# Introdução

- A **operação dos sistemas elétricos** tem sido desafiada por cinco principais transformações:
  - Geração **intermitente** e não despachável;
  - Consumidores controláveis e flexíveis;
  - **Sistemas inteligentes e digitais**;
  - Sistemas **bidirecionais e descentralizados**;
  - **Redes integradas** de eletricidade, gás e aquecimento → necessidade de avaliar as sinergias.
- **Mercados:** necessários ajustes para que as **oportunidades** de uma operação mais segura, sustentável e econômica sejam asseguradas → propriedade de **flexibilidade** dos REDs como atributo central.

- Mudanças no **desenho dos mercados** :
  - Remoção de barreiras e distorções à participação de REDs;
  - Reconhecimento do valor da flexibilidade destes recursos (PÉREZ-ARRIAGA; JENKINS; BATTLE, 2017).

*Transformação dos sistemas de eletricidade modernos*



Fonte: JIN; WU; JIA (2020)

# Propostas de aprimoramentos da regulação no Médio Prazo

Proposta 1

Ampliar a atuação das distribuidoras, permitindo a oferta de serviços de RED, a prestação de serviços para empresas de RED, a instalação de ativos como baterias em subestações e a implantação de microrredes.

Proposta 2

Alterações na receita regulatória das distribuidoras, abordando quatro aspectos: (i) regime regulatório, (ii) modelo de remuneração, mecanismos de ajustes de incerteza nas projeções e (iii) incentivo ao investimentos em NWA.

Proposta 3

Alterações no sistema de Net Metering.

Proposta 4

Criar o ambiente regulatório para que agregadores independentes possam atuar em programas de RD e VPP, com foco inicial em grandes consumidores.

Proposta 5

Extensão do conceito de agregadores para os consumidores BT, viabilizando sua participação em ações de RD e integrando com VPPs. Sugere-se começar com os grandes consumidores e posteriormente incluir os demais, (a ex. da Califórnia, Nova Iorque, Alemanha, Austrália e Itália).

Proposta 6

Uso obrigatório de inversores inteligentes nas instalações com GD. Nesse caso, por se tratar de horizonte de 5 a 10 anos, devem-se incluir as baterias e os veículos elétricos nesse escopo, que também provocarão impactos no sistema elétrico

Proposta 7

Elaboração de regras de conexão para estações de recarga de VE com a definição de limites de capacidade e tensão para instalações residenciais e públicas, assim como os tipos de carregadores permitidos.

Proposta 8

Criação de regulação específica para microrredes, aplicável tanto para a infraestrutura de propriedade da distribuidora, quanto de terceiros, estabelecendo parâmetros operacionais e de segurança, direitos e deveres dos usuários e delimitando a área de atuação.

# Mercado de Serviços Ancilares

## Características e mudanças centrais

- Serviços ancilares são essenciais para manutenção da segurança e confiabilidade do sistema.
- Flexibilidade, resposta rápida e rampa são atributos centrais para novos serviços ancilares, fornecidos principalmente por REDs.
- A participação dos REDs na regulação de frequência, controle de tensão e *black-start* já está associada à figura de ***Distributed Energy Resource Providers*** e agregadores em alguns mercados.

### Principais mudanças prospectadas

- **Tendência à definição de produtos baseados na performance:**
  - Produtos diferentes de regulação de frequência e rampa rápida têm sido desenvolvidos, diferenciando os REDs dos ativos com menor flexibilidade.
- **Separação de produtos de regulação de frequência *upward* e *downward*:**
  - A manutenção de um único produto limita a capacidade total e tipos de recursos elegíveis à prestação do serviço.
- **Cooperação TSO-DSO:**
  - Cooperação entre TSOs e DSOs será necessária para manutenção da estabilidade da rede.

# Participação nos mercados de serviços ancilares

## Austrália

- Desde 2017, foram concedidas permissões para baterias e agregadores de RD ofertarem serviços em mercados de regulação de frequência.
- Março de 2020: todos os geradores e baterias foram autorizados a prover serviços de resposta de frequência.
- Fast Frequency Response Market Ancillary Services (em análise): produto específico para a resposta rápida de baterias e REDs.
  - ✓ Compensação via acordos no mercado spot;
  - ✓ Participação majoritária de baterias e outros REDs;
  - ✓ Criação de novos serviços no mercado.

## Texas

- Sistemas de baterias até 10 MW podem se registrar como Distribution Generation Resources e serem remunerados no mercado de energia e serviços ancilares, mediante despacho da ERCOT.
- Revisão do mercado de serviços ancilares prevê a divisão dos produtos em novos, a depender da atuação (*up ou down*) e tempo de resposta e despacho.

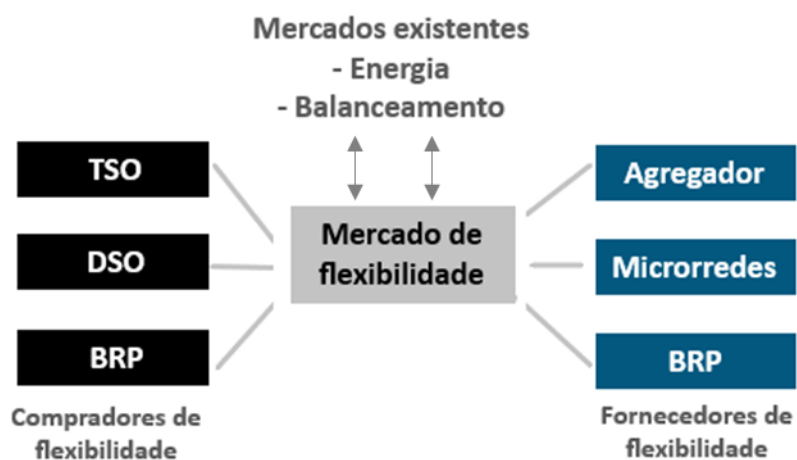
### Modernização do mercado de serviços ancilares

Atual	Proposta
Regulation Up Fast-Responding Regulation Up	Regulation Up Fast-Responding Regulation Up
Regulation Down Fast-Responding Regulation Down	Regulation Down Fast-Responding Regulation Down
	<i>Mostly unchanged</i>
	Fast Frequency Response 1 <i>59.8 Hz, Limited duration</i>
	Fast Frequency Response 2 <i>59.7 Hz, Longer duration</i>
Responsive	Primary Frequency Response
	Contingency Reserves 1 <i>SCED-dispatched</i>
	Contingency Reserves 2 <i>Manually dispatched</i>
Non-Spin	Supplemental Reserves 1 <i>SCED-dispatched</i>
	Supplemental Reserves 2 <i>Manually dispatched</i>
	Synchronous Inertial Response <i>Ongoing development</i>

# Mecanismos para contratação de flexibilidade

- Mercados locais de flexibilidade podem ser definidos como plataformas de comercialização de flexibilidade em áreas específicas. Podem ser usados pelos DSOs para a otimização da rede.
- Apesar do crescente número de P&Ds e iniciativas, a maioria dos mecanismos de flexibilidade são utilizados localmente, sem integração aos demais mercados.

## Interação entre os mercados e agentes de flexibilidade



- O agregador pode controlar seus recursos de flexibilidade durante períodos especificados, recompensando-os de acordo com o contrato estabelecido.
- São objetivos deste mercado:
  - Atender aos pedidos do DSO para evitar sobrecargas na rede, evitando danos e postergando a necessidade de reforços;
  - Compensação das variações dos agentes responsáveis pelo balanceamento, utilizando plataformas digitais para enviar sinais de controle da flexibilidade e evitando penalidades nos mercados atacadistas;
  - Satisfazer as necessidades dos prossumidores, ativando flexibilidade (em caso de ausência de solicitações do DSO) para redução de custos individuais.

\* BRP: Balancing responsible parties, ou agentes responsáveis pelo balanceamento.

Fonte: LOPES (2021)



# Roadmap Australiano



**Atuações já permitidas** .....> **Atuações sendo testadas** .....> **Perspectivas de atuação futura**

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<p><b>Autoconsumo</b> Prossumidores exportam a geração excedente e são recompensados via tarifa Feed-in</p>	<p><b>Autoconsumo com armazenamento local</b> Prossumidores podem armazenar a geração excedente para uso posterior;</p>	<p><b>Fornecer apoio passivo à rede</b> Configuração e padrões de inversores que forneçam suporte automático à rede;</p>	<p><b>Fornecer serviços ativos à rede</b> Através de agregadores ou dispositivos inteligentes dos DNSP (distribution network service provider) consumidores podem fornecer serviços locais.</p>	<p><b>Autoconsumo com bateria conectada à rede</b> Prossumidores exportam a geração excedente para uma bateria local conectada à rede, para uso posterior da comunidade</p>	<p><b>Provisão de serviços ao sistema</b> Através de agregadores ou da comercializadora, prestar serviços de apoio à operação do sistema (ancilares);</p>	<p><b>Participar do mercado atacadista de energia</b> Através do agregador ou comercializadora, consumidores têm acesso para vender a geração excedente e gerenciamento da demanda.</p>	<p><b>Fornecer serviços e energia em um mercado de distribuição</b> Consumidores fornecem serviços que são valorados pelo mercado;</p>	<p><b>Compartilhar energia excedente</b> Prossumidores compartilham ou vendem a geração excedente com outros consumidores através de transações P2P: <i>community markets</i></p>

# *Mercados locais de flexibilidade*

## *Recomendações da Comissão Europeia*

- O Clean Energy Package for all Europeans (2019) declara que os operadores de sistemas de distribuição devem contratar serviços a partir de REDs com base em mecanismos de mercado, quando tais serviços forem mais baratos que a expansão da rede.
- Mais precisamente, a Diretiva do CEP (Art. 32) descreve que os DSOs devem adquirir serviços de flexibilidade de acordo com **procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados no mercado**, a menos que as autoridades reguladoras tenham estabelecido que a aquisição de tais serviços não é economicamente eficiente ou que tal aquisição levaria a graves distorções de mercado ou a um maior congestionamento.
- Da mesma forma, o Council of European Energy Regulators (CEER) e os respondentes de sua recente consulta identificam a aquisição baseada no mercado como a abordagem preferida para promover o uso da flexibilidade na rede de distribuição (CEER, 2018).
- Por último, a European Network for Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) e as principais associações de DSOs publicaram, em 2019, um relatório que enfatiza a necessidade de flexibilidade para as redes e apresenta futuras alternativas de gestão ativa do sistema, a fim de viabilizar o engajamento dos REDs na provisão de flexibilidade.



# Mercado local de flexibilidade: França

- A Enedis, DSO que detém 95% da rede de distribuição francesa, realizou em 2019 uma consulta sobre flexibilidade.
- Resultou na implementação de leilões abertos a consumidores, agregadores, operadores de rede locais, comunidades de energia e associações.
- Abordagem em duas etapas para adquirir flexibilidades:
  - Avaliar a capacidade e engajamento dos participantes do mercado por meio da plataforma RFI (*Request For Information*)
  - Lançamento de processos competitivos, garantindo condições de concorrência equitativas e o desenvolvimento da concorrência
- A contratação é definida com base em critérios como localização, preço, potência e tempo de ativação.
- O despacho é determinado diretamente pela ENEDIS, não existindo nenhum procedimento explícito quanto à coordenação com o TSO.
- Em 2020 foram lançados seis leilões, tecnologicamente neutros.

## Mapa de oportunidades de flexibilidade da Enedis

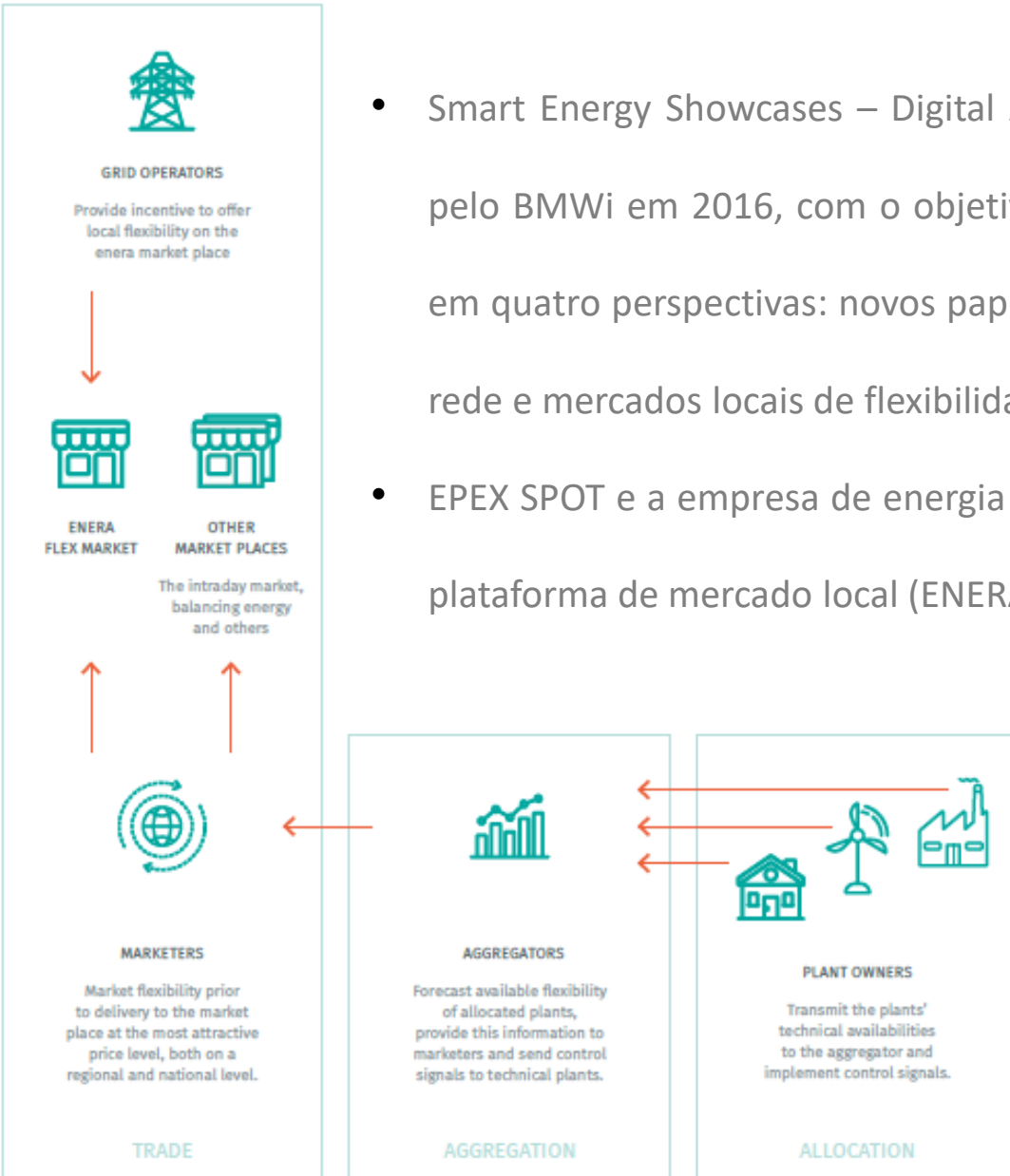


Fonte: DESEGAULX et al. (2020)

# Mercado local de flexibilidade: Alemanha

- Smart Energy Showcases – Digital Agenda for the Energy Transition (SINTEG): programa de financiamento lançado pelo BMWi em 2016, com o objetivo de desenvolver e demonstrar soluções para a transição energética, com base em quatro perspectivas: novos papéis e responsabilidades, extensão do arcabouço regulatório, análise das tarifas da rede e mercados locais de flexibilidade.
- EPEX SPOT e a empresa de energia EWE AG assinaram um acordo de cooperação em 2018 para lançamento de uma plataforma de mercado local (ENERA), em conjunto com um TSO (TenneT) e dois DSOs (Avacon Netz e EWE Netz):

- O EPEX SPOT atua como um intermediário neutro entre a demanda por flexibilidade dos operadores do sistema de T&D e a oferta de flexibilidade por REDs, supervisionando a formação de preços;
- A plataforma opera no período intradiário, como um mercado à parte dos demais;
- É aberta e voluntária, centralizando as ofertas locais de flexibilidade que podem ser utilizadas pelos TSOs ou DSOs.
- As ofertas são remuneradas com base em preços discriminatórios, e o mecanismo de comercialização é similar ao do mercado de energia.



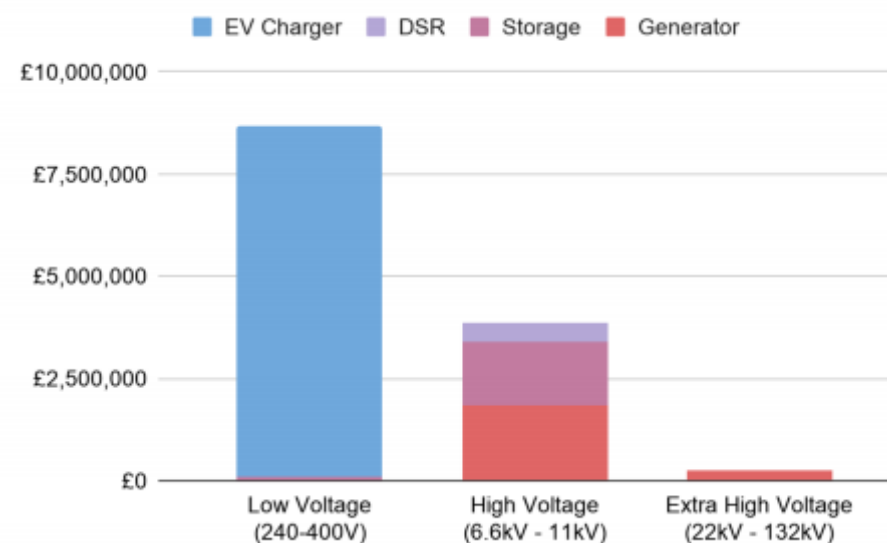
# Mercado local de flexibilidade: Reino Unido



## Resultados

- Junho/2020: A UK Power Networks (DNO) concedeu £ 14 milhões em contratos de flexibilidade através do Piclo, publicando 115 áreas de competição em que eram requeridos serviços de gestão de congestão e segurança do sistema;
  - Armazenamento e veículos elétricos foram predominantes nos leilões, com um total de £ 11.4 MM, seguidos de geradores térmicos (£2.1 MM) e RD (£ 0.5 MM).

## Recursos contratados por tipo e nível de tensão



# Mercados locais de flexibilidade

## Recomendações da Comissão Europeia

Utilities Policy 63 (2020) 101017



**Table 2: Overview the answers of the four projects for the six design controversies**

	YES	NO
1. Is the flexibility market integrated in the existing sequence of EU electricity markets?	GOPACS and NODES	Piclo Flex and Enera
2. Is the flexibility market operator a third party?	All projects. GOPACS is not a market platform operator but an intermediary. Currently, the market platform is ETPA.	/
3. Is there a reservation payment?	Piclo Flex	Enera, GOPACS and NODES (all projects envision to integrate reservations)
4. Are products standardised in the flexibility market?	Piclo Flex, Enera and GOPACS (IDCONS product)	NODES
5. Is there TSO-DSO cooperation for the organisation of the flexibility market?	GOPACS (TSO and DSOs use the same intermediary). Enera and NODES (soon also the TSOs will be active).	Piclo Flex is solely a DSO platform
6. Is there DSO-DSO cooperation for the organisation of the flexibility market?	Piclo Flex (6 DSOs), GOPACS (4 DSOs), Enera and NODES (one DSO active per installation, soon more will join)	/

### Flexibility markets: Q&A with project pioneers

Tim Schittekatte<sup>a,b,\*</sup>, Leonardo Meeus<sup>a,b</sup>

<sup>a</sup> Florence School of Regulation, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, European University Institute, Via Boccaccio 121, I-50133 Florence, Italy  
<sup>b</sup> Vlerick Business School, Vlerick Energy Centre, Bolwerklaan 21, B-1210 Brussels, Belgium

#### ARTICLE INFO

**Keywords:**  
Market design  
Flexibility  
DSO  
Flexibility markets  
Distributed energy resources  
Redispatch

#### ABSTRACT

Flexibility markets are a promising tool to make better use of existing distribution grids. We analyse four pioneering projects implementing flexibility markets: Piclo Flex, Enera, GOPACS, and NODES. Based on a literature review, we develop a six-question framework. We find that all of the considered flexibility markets are operated by a third party. All projects also engage with multiple DSOs to become the standardized platform provider. Differences among the projects are found in the extent to which the flexibility markets are integrated into other existing markets, the use of reservation payments, the use of standardized products, and the way TSO-DSO cooperation is done. The answers to these questions vary for the projects because of different visions, use cases, or project maturity. Our case study analysis of four pioneering projects enriches the taxonomy and shows that practice is moving faster than the conceptual debate around flexibility markets.

#### 1. Introduction

It is clear that solely relying on grid investments to cope with increasing electricity load and the connection of decentralised generation to the distribution grid will be very expensive. In Europe, flexibility markets are recognised as a tool to make better use of the existing distribution grids and thereby also reduce the need for grid investments. Namely, the newly adopted Clean Energy Package for all Europeans states that distribution system operators shall procure services in a market-based manner from resources such as distributed generation, demand response, or storage when such services are cheaper than grid expansion.<sup>1</sup> Similarly, the Council of European Energy Regulators (CEER) and the respondents to its recent consultation identify market-based procurement as the preferred approach to foster the use of flexibility at the distribution grid (CEER, 2018). Finally, the European Network for Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) and the major associations for European Distribution System Operators (DSOs) recently published a report in which they emphasize the need for

grid flexibility procurement (ENTSO-E et al., 2019). This report also laid out how transmission system operators (TSOs) can coordinate with DSOs as flexibility connected to the distribution grid can be used by both network operators to relieve congestion or for other services.

Most of the existing literature on flexibility markets focuses on their conceptualization. We go a step further by confronting these concepts with the actual projects that are emerging. First, we conduct a literature review to identify the main controversies around the design of flexibility markets, which we summarize as six yes or no questions. We illustrate that the same controversies came up in the debate around the design of other electricity markets, from wholesale to balancing and redispatching markets. Second, we analyse the four pioneering flexibility market projects with our six-question framework.

The four selected projects are Piclo Flex, Enera, GOPACS, and NODES, chosen because they are, as far as the authors are aware, the most advanced initiatives in terms of implementation.<sup>2</sup> Piclo Flex and GOPACS are since recently fully operational after a piloting phase. NODES is a start-up that currently implements pilots and intends to

\* Corresponding author. Florence School of Regulation, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, European University Institute, Via Boccaccio 121, I-50133, Italy.  
E-mail addresses: tim.schittekatte@eui.eu, leonardo.meeus@vlerick.com (T. Schittekatte).

<sup>1</sup> See Art. 32 'incentives for the use of flexibility in distribution networks' in the Directive for the internal market in electricity (recast) (European Commission, 2019).

<sup>2</sup> SmartEN (2019), the European business association for digital and decentralised energy solutions, shortly introduces five projects in its position paper on the design principles for local electricity markets for system services. These include the four projects covered in this study. The fifth project introduced by SmartEN (2019) is IREMEL. IREMEL was set up by OMIE, the Spanish power exchange, and by IDEA, the Spanish Institute for the Diversification and Saving of Energy. As far as the authors are aware, IREMEL is rather in the design phase at the time of writing. USEF (2018), the Universal Smart Energy Framework, covers GOPACS, NODES, and Enera in their white paper on flexibility markets.

<https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101017>

Received 1 August 2019; Received in revised form 20 January 2020; Accepted 20 January 2020

Available online 5 February 2020

0957-1787/© 2020 The Authors. Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

# Conclusões

- A modernização das regras de mercado é um fator estruturante, pouco tratado na TS 11/2021.
- Tendência de entrada do armazenamento em mercados de serviços ancilares, com mecanismos neutros em relação às tecnologias.
- Mercados locais de flexibilidade se mostram uma alternativa promissora, já sendo implementados em diversos casos.
- Podem contribuir para superar as seguintes barreiras:

## Usinas Virtuais



- Ausência de regulação específica para agregadores independentes, somado ao alto custo do armazenamento.
- Fortes barreiras no curto e médio prazo para a formação de usinas virtuais no país

## Alternativas a investimentos em ativos de rede



- Não há regulação para investimentos em NWA.

## Armazenamento de Energia



- Não existe regulação específica no Brasil para o uso de sistemas de armazenamento de energia.
- Sua aplicação é limitada a sistemas de emergência em UCs com cargas críticas, sem injeção de energia na rede.
- Não há mercado de serviços ancilares no Brasil.

## Resposta à Demanda



- Não há instrumentos regulatórios que motivem as distribuidoras a elaborar projetos de RD, ou regras para atuação de agregadores independentes.

# Obrigado pela atenção!

