

Brasília, 08 de março de 2023.

À

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Secretário de Planejamento e Transição Energética
Ministério de Minas e Energia – MME
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Brasília - DF, 70065-900

Assunto: Contribuição para a Consulta Pública MME nº 145/2022 (“CP 145/2022”)

Processo: 48370.000165/2022-13

Prezados Senhores,

A **Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (“ABRAGEL”)**, representante de 284 (duzentos e oitenta e quatro) associados atuantes como agentes de geração de energia elétrica através de centrais geradoras hidrelétricas até 50MW, que juntos representam cerca de 72,5% do potencial instalado e em operação desses empreendimentos no Brasil, vem, respeitosamente, apresentar e requerer o que segue.

Em 8 de dezembro de 2022, por meio da Portaria nº 710/GM/MME, de 6 de dezembro de 2022, foi instaurada a Consulta Pública do MME nº 145 (“CP 145”), com o objetivo de receber contribuições da sociedade relativas a Nota Técnica nº 33/2022/CGDE/DMSE/SEE (“NT 33/2022”), que contextualiza discussão de temas relacionados à prestação de serviços ancilares no Sistema Interligado Nacional (“SIN”) e apresenta diretrizes a serem observadas nas iniciativas setoriais em curso.

Inicialmente, a ABRAGEL parabeniza o MME e a EPE, bem como todo o seu corpo técnico, pelo intenso trabalho desempenhado nas análises e estudos realizados referentes à prestação de serviços ancilares, dentre os quais destacam-se a realização do evento “Iniciativa Mercado de Minas e Energia (IMME)”, entre os dias 27 e 29 de julho de 2022 e os diversos debates promovidos com as instituições setoriais.

Para a Associação, o tema da prestação dos serviços ancilares tem uma importância significativa, pois as centrais hidrelétricas autorizadas até 50MW se enquadram no rol de usinas que prestam este serviço ao SIN e que ainda não são devidamente remuneradas.

Sendo assim, a ABRAGEL contratou uma Consultoria Especializada, a Thymos Energia, para elaboração de um estudo voltado aos serviços ancilares que as centrais hidrelétricas podem fornecer, considerando as diretrizes constantes da NT 33/2022, e uma análise da experiência internacional para a proposição de modelo de contratação dos serviços ancilares para o mercado brasileiro.

Diante dos questionamentos propostos para contribuição à presente CP 145, apresentamos o entendimento e a posição da ABRAGEL em relação ao tema, fundamentados no estudo técnico realizado pela Thymos, que anexamos à presente Carta:

1. Qual (ais) instituição(ões) deve(m) ser a(s) responsável(is) por definir os requisitos e validar os atributos de prestação de serviços ancilares?

ABRAGEL: Embora a presente Consulta Pública tenha sido direcionada para os ativos da Rede Básica, **é fundamental começar, desde já, a discutir a prestação dos serviços ancilares nas redes de distribuição.**

Neste caso, urge uma revisão do atual arcabouço regulatório do cálculo de tarifas das distribuidoras (atribuição da ANEEL). Vários mercados de energia elétrica estão se deparando com uma explosão de aumento de custos das redes elétricas devido à elevada penetração da geração distribuída. As fontes de geração intermitentes e não síncronas tendem a exigir mais investimentos em rede elétrica – quando não são aplicados e monitorados índices de custo-benefício

Será preciso implantar incentivos para a busca de soluções que não onerem as tarifas dos consumidores finais. Os mercados de energia mais avançados, que estão tendo êxito nos aperfeiçoamentos de mecanismos para evitar aumentos tarifários desnecessários aos consumidores finais de energia elétrica, estão alcançando esse objetivo por meio da revisão do arcabouço da regulação tarifária das distribuidoras e o estabelecimento de processo de contratação de serviços ancilares pelas concessionárias de distribuição – tal como apresentado na proposta de rota regulatória da Tabela 9, do estudo anexo.

A rota regulatória sugerida pela Thymos Energia baseia-se no consolidado das experiências da Grã-Bretanha, EUA e Austrália, cujas empresas de distribuição revisaram os procedimentos no planejamento e expansão de suas redes. Conforme comentado ao longo do texto de contribuição, a regulamentação deve prever avaliação prévia de *non-wire solutions*.

Tal regramento quebrará o atual círculo vicioso e induzirá a um círculo virtuoso (conforme exposto no estudo da Thymos, parágrafos 37 a 39) no qual o consumidor final, distribuidoras e empreendimentos de geração estejam em uma solução ganha-ganha: passa a ser interesse da própria distribuidora contratar serviços de flexibilidade e serviços ancilares de empreendimentos de geração existentes ou novos, quando tal solução se apresentar menos dispendiosa do que a expansão da rede elétrica.

Com isso, por exemplo, a expansão da GD solar passaria a ser estimulada nas localidades onde de fato faz sentido (enquanto promover redução de perdas elétricas). A partir de determinado ponto, os reforços na rede devem ser direcionados para *non-wire solutions*.

Portanto, resumidamente, o processo de definir os requisitos e validar os atributos de prestação de serviços ancilares à luz desse relatório de contribuição seria tal como o exposto no quadro abaixo:

Instituição	Ação
ANEEL	Tem acesso às saídas dos sistemas de gestão de rede, tal como o ADMS e DERMS. Analisa conforme metodologia de custo-benefício se a distribuidora está considerando expansão de rede que ameniza impactos tarifários, por exemplo, a partir da adoção do <i>Non-wires solutions</i> , acoplados à serviços ancilares e de flexibilidade prestados por empreendimentos de geração existentes localizados nas regiões elétricas de influência para a postergação dos investimentos na rede de distribuição.
Distribuidoras	Realiza chamadas públicas visando atender a melhoria de valores dos indicadores de custo-benefício e os relacionados à qualidade de energia elétrica definidos pela ANEEL
ONS	Participa na requisição da prestação de serviços ancilares por meio da agregação de empreendimentos de geração

2. Como aprimorar a integração entre o planejamento da expansão (EPE/MME) com o planejamento da operação (ONS) no que tange aos serviços ancilares?

ABRAGEL: A visão sobre os serviços ancilares deve ser mais ampla, incluindo o nível de distribuição. As distribuidoras precisarão implantar centros de estudos voltados para a análise de oferta e demanda de serviços ancilares em suas redes de distribuição, em processo similar ao realizado pelo NSCAS (*Network Support and Control Ancillary Services*) em implantação na Austrália.

Tal como apresentado na resposta à questão anterior, a ANEEL teria acesso às saídas dos sistemas de gestão da administração, tal como os sistemas ADMS e DERMS. Para o caso das distribuidoras não terem esses sistemas implantados, a ANEEL poderá estabelecer um período para implantação.

O ADMS e DERMS são ferramentas que apresentam os pontos do sistema elétrico mais propícios para a conexão de novos REDs no sistema de distribuição. O ADMS informa, em tempo real, a localização automatizada de falhas, isolamento e restauração de serviço, redução da tensão de conservação e otimização de fator de potência. Com esses aspectos,

o ADMS e o DERMS contribuem para o aumento da confiabilidade e da resiliência da rede de distribuição, pois integram vários sistemas de utilitários, como gerenciamento de interrupções, de informações geográficas, de smart meters, de suportes para ilhamentos e para microrredes.

É importante ressaltar que é fundamental serem implantados esses sistemas sob a ótica de Open Energy, que é um processo de abertura dos dados para intensificar o fluxo de informações entre diferentes plataformas. Ou seja, com o tempo passaria a ter uma integração entre o planejamento da distribuidora com o processo de PAR/PEN do ONS e EPE, a exemplo do que ocorre por meio do *Determining the Optimal Development Path (ODP)*, que é um capítulo do plano de expansão da Austrália - o *Integrated System Plan (ISP)*.

Em outras palavras, não basta que as informações utilizadas pelas Distribuidoras, ONS, EPE sejam públicas. Deve haver integração “*end-end solution*” entre distribuidoras (plataformas de negociação de produtos ancilares e de flexibilidade), ONS e ANEEL.

Por exemplo, o ISP incorpora análises prévias de indicadores de custo-benefício na expansão de fontes de expansão integrada da geração e transmissão após a consideração da previsão de demanda e oferta de serviços ancilares no horizonte de 5 anos, por meio do NSCAS (*Network Support and Control Ancillary Services*).

Em síntese, **as distribuidoras passam a identificar por meio de estudos a contratação de serviços ancilares e realizam chamadas públicas de contratação desses serviços por meio de empreendimentos existentes ou novos previstos na sua área de concessão.** E os resultados dessas chamadas públicas são considerados tanto pelo ONS como pela EPE.

- 3. Como adotar, de forma preferencial, mecanismos concorrenciais para a prestação dos serviços ancilares? E como tratar, nesse contexto, os ativos existentes que atualmente prestam serviços ancilares de forma compulsória? Como garantir a eficiência da prestação dos serviços ancilares compulsórios?**

ABRAGEL: Tal como apresentado nas respostas às questões 1 e 2, os mecanismos concorrenciais sugeridos ao longo do relatório de contribuição anexo, possuem 3 pilares:

- Consideração de *non-wires alternatives*;
- Consideração de indicadores de custo-benefício
- Realização de chamadas públicas de soluções *Non-wires alternatives*, acoplados à serviços ancilares e de flexibilidade prestados por empreendimentos de geração existentes localizados nas regiões elétricas de influência para a postergação dos investimentos na rede de distribuição que demonstrem melhor relação custo-benefício do que investimentos na rede elétrica de distribuição.

4. Em caso de adoção de mecanismos concorrenciais:

- 1. Como deve ser a contratação, a precificação, a remuneração e as penalidades para a prestação de serviços ancilares?**

ABRAGEL: Após os respectivos estudos das necessidades de serviços ancilares, a distribuidora divulga os pré-requisitos de disponibilidade, rampa de subida e descida dos empreendimentos existentes que atendam às necessidades de flexibilidade e serviços ancilares.

Caso os empreendimentos não cumpram os pré-requisitos durante a prestação do serviço, descontos da remuneração podem ser feitos. A remuneração é declarada pelos empreendimentos existentes nas plataformas de contratação de flexibilidade e serviços ancilares. No relatório de contribuição anexo, os parágrafos 59, 82, 89 e 91, apresentam alguns exemplos.

2. Como alocar os custos e riscos entre os usuários do SIN?

ABRAGEL: Os custos de contratação recaem somente entre os usuários da área de concessão da distribuidora (consumidores cativos e livres conectados na área de concessão).

3. Quais ganhos de eficiência podemos esperar de mecanismos concorrenciais? Para quais serviços ancilares esses ganhos seriam mais relevantes?

ABRAGEL: Um equívoco que costuma ocorrer com frequência nos debates sobre o aperfeiçoamento da regulamentação de serviços ancilares no Brasil é pressupor que a atualização do processo de contratação e remuneração dos serviços ancilares provocará aumentos tarifários ao consumidor final brasileiro.

Conforme os estudos apresentados nos parágrafos 30 a 35 do relatório anexo, existem diferenças entre as fontes de geração: algumas aumentam o O&M da distribuidora e exigem investimentos adicionais de reforço da rede (novas subestações, reforços de linha, reforços de proteção, banco de capacitores), ao passo que outras fontes de geração, como as PCHs, postergam esses investimentos.

Desse modo, os ganhos de eficiência que podem ser esperados dos processos concorrenciais é a atenuação dos impactos tarifários aos consumidores finais, tendo em vista que a contratação de serviços ancilares prestados por empreendimentos de geração existentes ocorreria quando apresentarem-se com custo menor de expansão do que a investimentos na rede elétrica.

5. Quais os riscos operacionais e sistêmicos para o SIN devem ser avaliados para definição de serviços ancilares compulsórios ou contratados por meios de mecanismo concorrencial?

ABRAGEL: Embora haja sempre a apreensão para a atuação do mercado na contratação de serviços de flexibilidade e ancilares, existem diversas experiências internacionais que apontam que isso é possível. Isso é contornável por meio de processos e regulamentações que premiem a eficiência e qualidade: por exemplo, empreendimentos de geração que atendem mais rápido às solicitações de despacho da distribuidora, ou que se encontrem em localidades de final de linha ou cargas críticas. A sinalização correta dos investimentos fará os empreendedores revitalizarem empreendimentos existentes bem como prever em novos empreendimentos de geração. A contrapartida será o ganho de confiabilidade

sistêmica mediante a um menor custo de expansão das redes, conforme sinalizado na resposta à pergunta 3.

6. Como garantir a adequada disponibilidade de recursos para prestação dos serviços ancilares, no atual desenho de mercado?

ABRAGEL: O atual desenho de mercado impõe custos crescentes de rede para os consumidores finais (conforme parágrafos 14 e 18 do anexo). Os atuais sistemas de gerenciamento, tarifação e regulação econômica das tarifas das distribuidoras não sinaliza os melhores locais para instalação da GD Solar. A GD solar impõe novas exigências ao monitoramento, controle e proteção da rede de distribuição.

Como a rede de distribuição não foi projetada para tais novas condições de operação de mudança de fluxo, passam ocorrer problemas locais de proteção e controle, ocorrência de tensões excessivas, aumento da faixa de variação de tensão e possíveis sobrecargas. Tais situações demandam investimentos adicionais por parte das distribuidoras bem como o aumento do seu custo de operação e manutenção das redes elétricas. E isso se reflete em aumentos tarifários para os consumidores finais.

Em outras palavras, não efetuar mudanças sairá mais caro para o consumidor. Ou seja, sempre haverá recursos para a contratação de flexibilidade e serviços ancilares pois advirão do benefício do custo evitado da expansão da rede de forma não otimizada que ocorre na regulamentação atual (vide parágrafos 14; 18 e 36 do anexo).

7. Considerando um cenário de contratação por requisitos de serviços ancilares, em linha com a modernização do setor elétrico, quais pontos de atenção devem ser considerados na contratação, em especial quanto à especificação dos serviços?

ABRAGEL: A experiência internacional sinaliza que é necessário considerar as necessidades locais dos sistemas de distribuição. A regulamentação que incorpora soluções *Non-wires alternatives* auxilia bastante esse objetivo ao incentivar a própria distribuidora buscar por essas soluções. Em outras palavras, a distribuidora realiza estudos de sua rede elétrica e contrata soluções que se apresenta menor custo em relação à expansão da rede elétrica.

Em outras palavras, não é recomendável que a ANEEL estabeleça quais os produtos e montantes a serem contratados de serviços ancilares por áreas de concessão. Faz mais sentido a própria distribuidora ser beneficiária de suas decisões de contratação desses serviços.

Desse modo, os objetivos dessa modalidade de contratação poderão, por exemplo, almejar que:

- i) A variação de tensão e na frequência dentro dos limites aceitáveis;
- ii) a operação dos equipamentos fique dentro de faixas normais;
- iii) a operação fique dentro de um determinado grau de confiabilidade;

- iv) melhoria de valores e indicadores de tensão fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variação de frequência, redução de perdas técnicas, redução de carregamentos de alimentadores e subestações, melhoria no perfil de tensão de alimentadores e melhoria dos seguintes indicadores: duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC), frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC), duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora (DMIC), duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora (DICRI), duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora (DEC) e duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora (FEC).

A ANEEL poderá acompanhar a eficiência dos processos de realização das chamadas públicas de contratação de serviços ancilares pela distribuidora por meio da comparação dos resultados das saídas de sistemas de gestão da distribuidora tais como o ADMS e o DERMS. A Agência, inclusive, poderá estabelecer uma Agenda Regulatória específica para determinar a implantação de sistemas para as distribuidoras que não o possuem.

Portanto, em síntese, cada concessionária de concessão será responsável por determinar os produtos de serviços ancilares e os volumes a serem contratados por meio de chamadas públicas. Esse processo se tornará mais ágil e transparente à medida que forem utilizadas plataformas de negociação e os resultados dos sistemas ADMS e DERMS serem integrados com o processo de PAR/PEN do ONS e EPE.

8. Como endereçar a contratação de atributos de flexibilidade e qual a sua interface com a prestação de serviços ancilares?

ABRAGEL: Conforme exposto no relatório de contribuição (anexo), a elevada penetração de fontes intermitentes sem a adequada contrapartida de serviços de flexibilidade e serviços ancilares podem elevar o tempo médio de duração das interrupções de energia elétrica, de forma proporcional ao nível de penetração dessas fontes na rede elétrica. Essa piora nos índices de continuidade no sistema de distribuição causam perdas econômicas à sociedade.

Por outro lado, existem outras fontes de geração que ampliam o nível de flexibilidade do sistema. Por exemplo, este relatório de contribuição cita o estudo da Oak Ridge Laboratory, em estudo patrocinado pelo U.S. Department of Energy: a partir dos dados históricos de geração entre os anos de 2013 a 2017 do California Independent System Operator (CAISO) foi identificado que as PCH contribuem proporcionalmente mais para o aumento da flexibilidade operacional dos sistemas de distribuição do que as demais fontes, especialmente nas redes com elevada penetração de GD de fonte solar.

Outro estudo citado neste relatório de contribuição, realizado na França, considerando o histórico de investimentos e dados operativos de 2000 subestações entre os anos 2008 e 2018, permitiu rejeitar, sob o ponto de vista estatístico, a hipótese de que a GD Solar traz o benefício do *deferment*, ou seja, o benefício da postergação dos investimentos na rede de distribuição. O referido estudo também sinalizou que as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) são uma das fontes de geração com maior probabilidade de contribuir para a

postergação dos investimentos na rede de distribuição da França. Isso ocorre porque o histórico da curva de produção das PCHs possui mais eventos coincidentes no atendimento ao horário de pico de demanda dos sistemas elétricos de distribuição francês.

Portanto, é possível estabelecer parâmetros objetivos para endereçar a contratação de serviços de flexibilidade, como por exemplo, o serviço de acompanhamento de carga. Os empreendimentos de geração que possuem curva de produção com histórico relevante de eventos coincidentes no atendimento ao horário de pico de demanda dos sistemas elétricos, estariam aptos a darem lances em plataforma de negociação.

No relatório de contribuição foram citados alguns exemplos de plataforma de negociação de flexibilidade: ALF (Alemanha) e Flexible Power (Grã-Bretanha); bem como serviço ancilar de acompanhamento de carga na Austrália (QLFAS = Load Following).

9. É factível incluir a prestação de serviços de flexibilidade também por outros agentes/recursos não previstos na regulação atual?

ABRAGEL: Sim. Nada impede que seja estimulada a entrada de novos agentes para atuar neste mercado de flexibilidade e serviços ancilares.

A regulação pode permitir que agentes agregadores e agentes investidores invistam em plataformas e centros de operação para despachar recursos voltados à prestação dos serviços de flexibilidade e serviços ancilares – seja por meio dos recursos existentes (unidades geradoras atualmente em operação) bem como investimentos adicionais para melhorar a resposta dos empreendimentos de geração – seja para inércia, regulação de tensão, *power system stabilizers* (PSS), curva de capacidade, regulação primária, regulação secundária e terciária – tanto em empreendimentos existentes como em novos empreendimentos.

Por exemplo, uma concessionária de distribuição abre chamada pública para a prestação de serviço de inercia e acompanhamento de carga para uma determinada região elétrica da área de concessão. Um agente agregador pode reunir um conjunto de empreendimentos de geração e assumir determinados investimentos de modo a cumprir os requisitos da chamada pública.

10. Quais seriam os serviços a serem prestados pelos demais agentes/recursos?

ABRAGEL: As melhores práticas de regulação permitem a prestação de quaisquer serviços de flexibilidade e ancilares por todo e qualquer agentes - tanto para empreendimentos existentes como novos. Por exemplo, um empreendedor de transmissão que deseje implantar baterias, dentre outros.

O conceito chave que deve ser preservado é a lógica econômica de eficiência de postergar investimentos futuros na rede de distribuição bem como reduzir os custos de O&M da distribuidora. Os vencedores das chamadas públicas promovidas pela distribuidora bem como os critérios usados nas plataformas de negociação devem considerar parâmetros de custo-benefício.

Para isso ter êxito, a regulamentação tarifária deve induzir a distribuidora a de fato ter benefício em avaliar soluções *non-wires alternatives* antes da decisão de expandir a rede elétrica.

11. Quais serviços ancilares adicionais aos atualmente normatizados podem ser estabelecidos e quais agentes estariam aptos a prestá-los?

ABRAGEL: Tal como apresentado ao longo do relatório de contribuição (anexo) e na resposta da pergunta 7, o ideal é que cada distribuidora identifique os serviços ancilares que melhor postergam os investimentos na rede e ou reduzam os seus custos operacionais. Um exemplo é a remuneração por *black start* para um conjunto de PCHs que estejam localizadas em uma área crítica do seu sistema de distribuição (parágrafo 33 do relatório). A remuneração pode ser fixa por disponibilidade, caso seja conveniente. Esse modelo pode atrair inclusive novos investimentos em empreendimentos existentes.

12. A remuneração de serviços de flexibilidade em mecanismos de liquidação de curto prazo seria factível para viabilizar novos investimentos?

ABRAGEL: Sim. Tendo em vista que a capacidade da usina é uma só, a qual pode ser dividida na produção de energia, serviços de flexibilidade ou serviços ancilares – sempre haverá um custo de oportunidade envolvido.

No anexo, parágrafo 13, é ilustrado o exemplo de liquidação do mercado de serviços ancilares da Austrália que considera a possibilidade de empreendimento de geração prestar, simultaneamente, mais de um serviço ancilar – como por exemplo, os serviços de Acompanhamento de Carga, Rejeição de Carga e Reserva Girante.

Já a Tabela 4, apresenta diversos modelos conceituais expondo diferentes possibilidades de assunção ou compartilhamento de responsabilidades entre a distribuidora, operadora de mercado e operador do sistema na contratação de serviços ancilares na distribuição. A Thymos Energia depreende que o *Local Ancillary Service Market Model* (LASMM) tende a ter uma adaptação mais fácil ao modelo brasileiro.

Pelas razões expostas nesta Carta, bem como o relatório do estudo realizado pela Thymos, constante em anexo, a ABRAGEL entende que, no caso das centrais hidrelétricas autorizadas até 50 MW, que estão praticamente todas conectadas diretamente nas redes de distribuição, a contratação dos serviços ancilares destas usinas atualmente já é possível pelo normativo vigente da ANEEL, ou seja, através da realização de Chamadas Públicas pelas distribuidoras, o que inclusive já está previsto pela Resolução Normativa n. 1.009, publicada em 30 de março de 2022, logo, pode ser posto em prática.



Sendo o que tínhamos para o momento e certos da sua boa acolhida com o presente pleito e do pronunciamento de V.Sa. com a antecedência que o assunto requer, despedimo-nos, reiterando nossos préstimos de elevada estima e distinta consideração.

Atenciosamente,

ASSOCIACAO
BRASILEIRA DE
GERACAO DE ENERGIA
LIMPA:0407350000104

Assinado de forma digital por
ASSOCIACAO BRASILEIRA DE
GERACAO DE ENERGIA
LIMPA:0407350000104
Dados: 2023.03.08 19:56:37
-03'00'

Charles Lenzi
Presidente Executivo
Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa – ABRAGEL

CONSULTA PÚBLICA MME Nº 145/2022

**DISCUSSÃO DE TEMAS RELACIONADOS À
PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS ANCILARES NO SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL (SIN),**

**RELATÓRIO DA THYMOS ENERGIA
SOLICITADO PELA ABRAGEL**

São Paulo, 8 de março de 2023

LISTA DE ABREVIações

ADMS	Advanced Distribution Management System
ALF	Altdorfer Fleximart
AMI	Advanced Meter Infrastructure
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
API	Application Programming Interface
APS	Arizona Public Service
AEMO	Australian Energy Market Operator
BESS	Battery Energy Storage System
CAISO	California Independent System Operator
CASMM	Centralized Ancillary Service Market Model
CTDASM	Common TSO-DSO Ancillary Services Market Model
DLC	Direct Load Control
DCOA	Distribution Constraint Optimisation Algorithm
Dena	Agência Nacional de Energia da Alemanha
DERMS	Distributed Energy Resource Management Systems
DMO	Distribution Market Operator
DNSP	Distribution Network Service Provider
DSO	Distribution System Operator
DOE	Dynamic Operating Envelope
EMS	Energy Management System
ERA	Economic Regulation Authority
ESS	Essential System Services
EPWA	Energy Policy WA
IFMM	Integrated Flexibility Market Model
INCENTIVE	Innovative Control and Energy Storage for Ancillary Services
ISP	Integrated System Plan
LASMM	Local Ancillary Service Market Model
NMI	National Metering Identifier
NSCAS	Network Support and Control Ancillary Services
ODP	Optimal Development Path
ONS	Operador Nacional do Sistema
OS	Operadores de Sistema
PBP	Primary Balancing Power
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCR	Primary Control Reserve
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
RIIO	Revenue = Incentives + Innovation + Outputs
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SBRM	Shared Balancing Responsibility Model
SIN	Sistema Interligado Nacional
TSO	Transmission System Operator
VPP	Virtual Power Plant
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SBRM	Shared Balancing Responsibility Model
SIN	Sistema Interligado Nacional
TSO	Transmission System Operator
VPP	Virtual Power Plant

ÍNDICE

1	Sumário Executivo	5
2	Introdução	8
	Experiência Internacional.....	13
3	Reflexões para o Brasil	51
4	Respondendo às perguntas listadas na CP MME nº 145/2021.....	55
5	Contatos.....	62

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Visão geral de contribuição.....	6
Figura 3 – aumento do volume e custo na prestação de serviços ancilares	8
Figura 4 – Preço spot como custo de oportunidade do serviço ancilar.....	9
Figura 5 – Australia 2022 - Preço spot como custo de oportunidade do serviço ancilar.	10
Figura 6 – Aumento dos custos com os ativos de distribuição nos EUA	11
Figura 7 – Melhores práticas Non-wires.....	12
Figura 8 – Prestação de serviços ancilares antes da determinação da expansão da transmissão	14
Figura 9 – Infraestrutura crítica dos EUA e co-localização de pequenas hidrelétricas.	17
Figura 10 – Estudo avaliou os investimentos em 2000 subestações na França.....	18
Figura 11 – círculo vicioso versus círculo virtuoso (proposta Abragel)	20
Figura 12 – Conjunto de PCHs prestando serviços de flexibilidade e ancilares	22
Figura 13 – A primeira VPP foi por meio de PCHs.....	23
Figura 14 – Roadmap implantação de serviços ancilares e de flexibilidade	24
Figura 29 – Área de exploração SP Networks.....	25
Figura 30 – Nível de penetração de fontes intermitentes na SP Networks	26
Figura 31 – Ferramentas de comercialização de flexibilidade é a Altdorfer Fleximart	29
Figura 15 – Será preciso discutir um processo de determinação da oferta e demanda de serviços ancilares por região elétrica na área de concessão das distribuidoras.....	34
Figura 16 – Orquestração de recursos energéticos distribuídos	35
Figura 17 – Orquestração de recursos energéticos distribuídos	36
Figura 18 – Roadmap integração do RED na Australia	37
Figura 19 – Modelo Híbrido.....	38
Figura 20 – Visão Geral Projeto Symphony	39
Figura 21 – Modelo Híbrido.....	40
Figura 22 – Ações previstas no roadmap de integração dos RED relacionadas à regulação.....	42
Figura 23 – Cenários end – to – end solution para as plataformas DSO, DMO.....	43
Figura 24 – Fluxograma do Dynamic Operating Envelope	44
Figura 25 – Hub de integração de plataformas	46
Figura 26 – Plataformas a serem integradas.....	47
Figura 27 – Estrutura conceitual usada na metodologia.....	49
Figura 28 – Sumário dos resultados	50
Figura 32 – Localização dos empreendimentos PCHs dos associados da Abragel... 53	

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Sugestão de Agenda Regulatória	7
Tabela 2 – Modelos de remuneração Grã-Bretanha	27
Tabela 3 – Modelos conceituais de interação entre TSO e DSO e a aquisição de serviços ancilares	29
Tabela 4 – Modelos conceituais de interação entre TSO e DSO e a aquisição de serviços ancilares	30
Tabela 5 – Modelos conceituais de interação entre TSO e DSO e a aquisição de serviços ancilares	33
Tabela 6 – Síntese das atividades dos work packages.....	40
Tabela 7 – Status e síntese das atividades das ações previstas no roadmap de integração dos RED.....	41
Tabela 8 – Funções a serem testadas.....	46
Tabela 9 – Sugestão de Agenda Regulatória	54

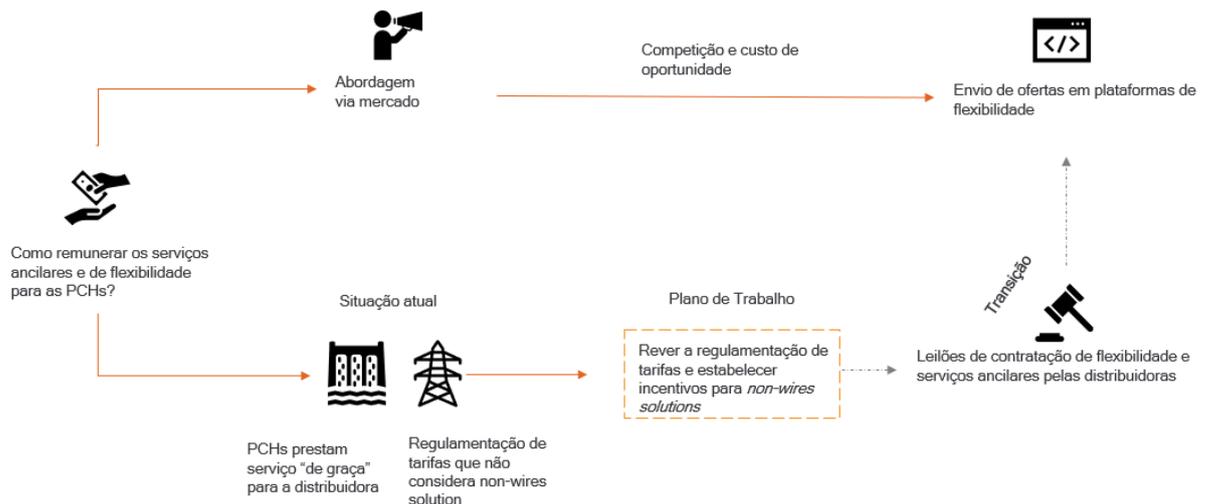
1 Sumário Executivo

1. Atualmente, as Pequenas Centrais Hidrelétricas vêm prestando um serviço de confiabilidade invisível, não reconhecido e não remunerado aos sistemas de distribuição.
2. Embora a presente Consulta Pública tenha sido direcionada para os ativos da Rede Básica, é fundamental começar, desde já, a discutir a prestação dos serviços ancilares nas redes de distribuição.
3. Isso porque a experiência internacional tem sinalizado uma explosão dos custos relacionados aos ativos de rede, justamente devido ao aumento da penetração de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), em especial a Geração Distribuída de fonte solar (GD Solar). Tal explosão de custos ocorre nas jurisdições cuja regulação considera tão somente a taxa de retorno sobre o investimento da rede elétrica.
4. O arcabouço regulatório das distribuidoras no Brasil precisa ser revisto para que sejam consideradas soluções que evitem aumentos tarifários desnecessários aos consumidores finais de energia elétrica por meio de *non-wires alternatives*.
5. *Non-wires alternatives* é um conjunto de estratégias que visam reduzir a expansão da rede elétrica, mas mantendo a resiliência e a confiabilidade do sistema de distribuição. O presente texto de contribuição sugere abordagem de *Non-wires alternatives* por meio da contratação de ativos de geração existentes para a prestação dos seguintes serviços:
 - i) Serviços de flexibilidade (ex.: acompanhamento de carga). Exemplos de experiências da Alemanha, Austrália e Grã-Bretanha apresentados nos parágrafos 36; 41; 47 e Tabelas 2 e 3, deste relatório de contribuição;
 - ii) Regulação de tensão. Exemplos de experiências da Austrália apresentado no parágrafo 52 e 87 .

- iii) Regulação de frequência. Exemplo de experiência da Alemanha, Austrália e Grã-Bretanha apresentados nos parágrafos 42, 52 e 89 deste relatório de contribuição.
- iv) Black Start e reestabelecimento em condições de ilhamento. Exemplos de experiências dos EUA apresentados no parágrafo 33 deste relatório de contribuição

A figura 1 abaixo ilustra essa dinâmica.

Figura 1 – Visão geral de contribuição



6. Um dos equívocos que costuma ocorrer com frequência nos debates sobre o aperfeiçoamento da regulamentação de serviços ancilares e de flexibilidade voltados para os ativos de distribuição no Brasil é pressupor que estes, necessariamente, se materializem em aumentos tarifários. As experiências internacionais apresentadas ao longo deste relatório de contribuição sinalizam que ocorre justamente o contrário: os serviços ancilares e de flexibilidade postergam investimentos e evitam impactos tarifários aos consumidores finais.
7. A localização das PCHs existentes fornece uma excelente oportunidade para testar as ferramentas de contratação de flexibilidade que são apresentadas ao longo do presente relatório de contribuição. Os associados da Abragel se colocam à disposição para contribuir no debate setorial sobre essa questão.

8. Neste sentido, face ao exposto, a Thymos Energia considera como fundamental o estabelecimento pela ANEEL de uma Agenda Regulatória específica voltada para o tema. Na Tabela 1 abaixo é apresentada uma sugestão de rota regulatória, cujas experiências internacionais são detalhadas ao longo desse texto de contribuição.

Tabela 1 – Sugestão de Agenda Regulatória

#	Ação	Sugestão de abordagem	Data
1	Discussão sobre a implantação de metodologia <i>Non wires alternatives</i> no arcabouço regulatório das distribuidoras	Alteração do atual paradigma de remuneração sobre o ativo de rede: os impactos tarifários aos consumidores finais podem ser amenizados mediante a adoção de <i>Non-wires alternatives</i> , acoplados à serviços ancilares e de flexibilidade prestados por empreendimentos de geração existentes localizados nas regiões elétricas de influência para a postergação dos investimentos na rede de distribuição.	Jun-23
2	Discussão sobre metodologia para quantificação das necessidades de serviços ancilares nos sistemas de distribuição	É necessária a implantação de procedimentos de divulgação das necessidades de contratação de serviços ancilares nos sistemas de distribuição. Para que isso ocorra, de forma transparente, a ANEEL deve solicitar informações periódicas resultantes da saída de sistemas de gerenciamento de distribuição, tais como Advanced Distribution Management Systems (ADMS), e o Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS). Para as distribuidoras que ainda não possuem esses sistemas, a ANEEL pode determinar um prazo para adequação.	Jun-23
3	Discussão sobre a definição dos serviços ancilares a serem prestados nos sistemas de distribuição	Uma vez alterado o paradigma do arcabouço regulatório da distribuição para que as distribuidoras passem a compartilhar com os consumidores as vantagens das soluções <i>Non-wires alternatives</i> (item #1 supra), é necessária a implantação de divulgação sistemática das necessidades de intervenções que possam ser atendidas por meio de serviços ancilares	Jun-23
4	Discussão sobre a atividade de agregação na prestação de serviços ancilares	Tal como apresentado na experiência da Alemanha, é possível (e desejável) a prestação de serviços ancilares por meio da agregação de diversas pequenas centrais hidrelétricas de menor porte. Será preciso discutir a implantação da atividade de agregação na prestação de serviços ancilares.	Jan-24
5	Discussão sobre a interação entre distribuidora e ONS para o estabelecimento de procedimentos de determinação do volume e dos produtos de serviços ancilares a serem fornecidos;	Por meio da agregação é possível que um conjunto de usinas de pequeno porte prestem serviços ancilares para o ONS. Será preciso discutir as condições para que isso ocorra.	Jan-24
6	Discussão sobre definição, implantação, acompanhamento e divulgação de indicadores de custo-benefício na expansão das redes de distribuição.	Tal como apontado na experiência internacional dos EUA, houve uma explosão de custos de distribuição causada pela expansão dos Recursos Energéticos Distribuídos. Atualmente, diversas jurisdições norte-americanas estão avaliando a implantação de <i>Non-wires alternatives</i> . A definição de índices de custo-benefício auxiliará na confirmação da necessidade de realização de chamadas públicas de contratação de serviços ancilares pelas distribuidoras.	Jan-24
7	Discussão sobre modalidades e procedimentos de contratação dos serviços ancilares pelas distribuidoras	As etapas anteriores permitirão a implantação de procedimento sistemático de contratação de serviços ancilares no sistema de distribuição por meio da realização de chamadas públicas pelas concessionárias de distribuição, visando atender a melhoria de valores dos indicadores relacionados à qualidade de energia elétrica e redução de custo de expansão, similar à experiência do RIIO da Grã-Bretanha.	Jun-24

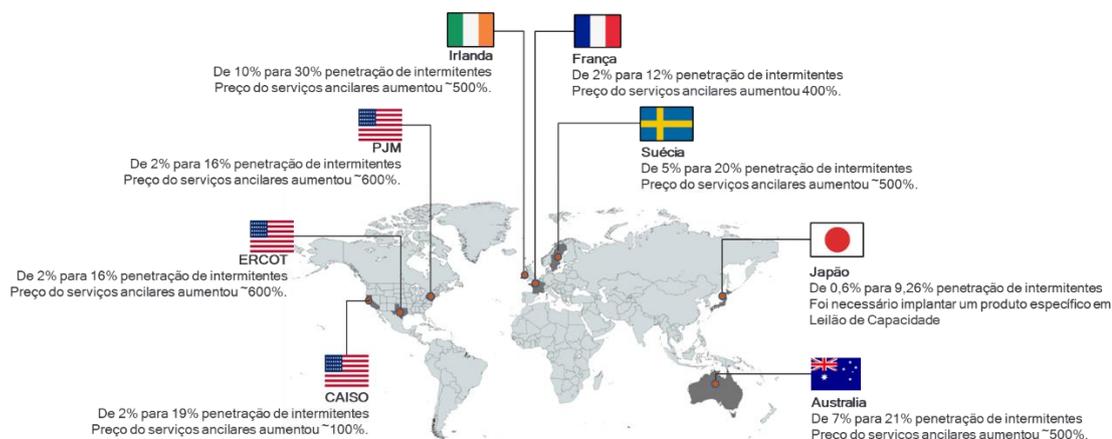
2 Introdução

9. Os serviços ancilares são fundamentais para manter a segurança e a estabilidade dos sistemas elétricos, e por isso, beneficiam todos os seus usuários. Embora atualmente no contexto brasileiro os serviços ancilares sejam coadjuvantes dos produtos principais - energia e potência, tais serviços são fundamentais para o bom funcionamento dos sistemas elétricos, pois auxiliam nos seguintes procedimentos:

- i. variação de tensão dentro dos limites aceitáveis;
- ii. variação de frequência dentro dos limites aceitáveis;
- iii. operação dos equipamentos dentro de faixas normais;
- iv. operação com alto grau de confiabilidade;
- v. operação em emergências sem grandes alterações para os usuários;
- vi. operação adequada sob várias condições diárias de carga

10. O aumento da penetração das fontes intermitentes e não síncronas tem levado ao incremento dos custos na prestação dos Serviços Ancilares. Esse é um fato que tem sido constatado em diversos mercados de energia elétrica. No relatório de contribuições enviado à Consulta Pública ANEEL 83/2021, a Thymos Energia evidenciou essa percepção para 8 mercados de energia elétrica¹.

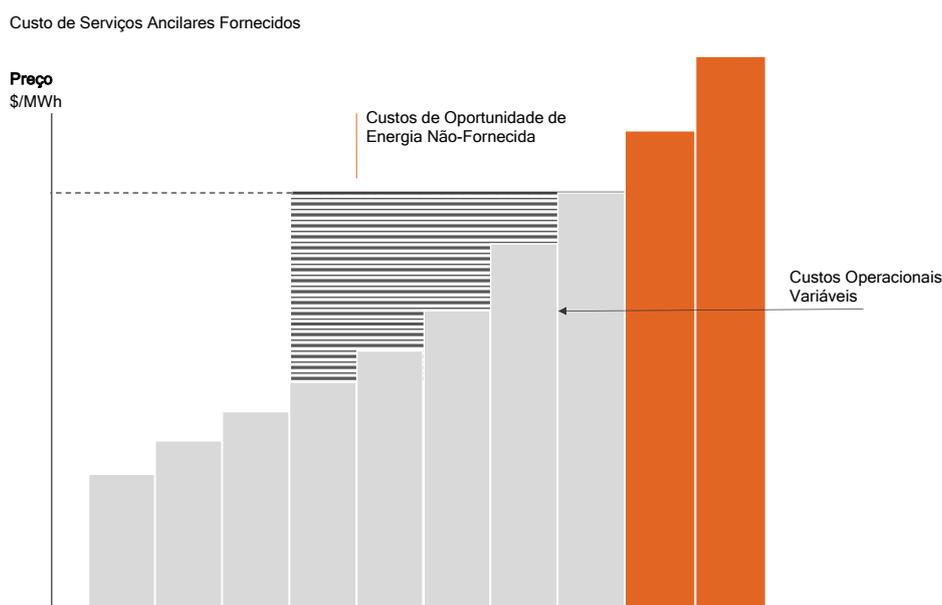
Figura 2 – aumento do volume e custo na prestação de serviços ancilares



¹ 11nk.dev/g3r6C

11. A título de introdução, é importante ressaltar que existem duas estruturas básicas de precificação de serviços ancilares: a abordagem via mercado e a abordagem via tarifas reguladas. Sob a visão de mercado, o entendimento é que a capacidade da usina é uma só, a qual pode ser dividida na produção de energia ou na prestação de serviços ancilares.
12. Por exemplo tal percepção foi identificada inicialmente pelo operador de mercado da California (CAISO) no ano de 1998. Até então, as usinas interessadas em prestar serviços ancilares declaravam duas ofertas de quantidade e preço antes da formação do preço *spot*. Com o tempo, foi identificado que seria um procedimento mais eficiente para o sistema considerar as ofertas dos serviços ancilares e preço *spot* no mesmo momento, tendo em vista a percepção que o segundo era o custo de oportunidade do primeiro². A Figura 4 abaixo ilustra esse conceito.

Figura 3 – Preço spot como custo de oportunidade do serviço ancilar.

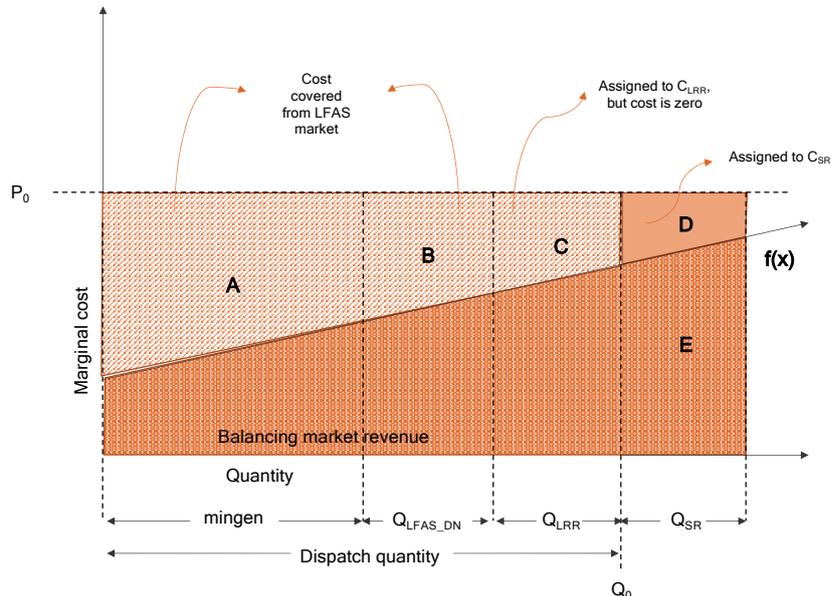


13. Esse conceito pode ser identificado atualmente no mercado de Serviços Ancilares da Austrália. A Figura 3 abaixo ilustra o exemplo elaborado pela Economic Regulation Authority (ERA) para explicar a contabilização das regras de mercado para um empreendimento de geração que, eventualmente, venha prestar,

² Why the Ancillary Services Markets in California Don't Work and What to Do About It, Laura Brien. Electric Journal, 1999.

simultaneamente os serviços ancilares de Acompanhamento de Carga, Rejeição de Carga e Reserva Girante³.

Figura 4 – Austrália 2022 - Preço spot como custo de oportunidade do serviço ancilar.



Legenda:

i) Acompanhamento de Carga (QLFAS = Load Following = Área “B” do gráfico); ii) Rejeição de Carga (QLRR = Load Rejection Reserve = Área “C” do gráfico) e iii) Reserva Girante (QSR = Spinning Reserve = Área D). A remuneração por esses serviços ancilares leva em conta o custo de oportunidade que a usina teria no preço spot no momento que prestou os serviços ancilares

14. Na ocasião da Consulta Pública ANEEL nº 83/2021, o foco da contribuição elaborada pela Thymos Energia foi expor a mudança do perfil operativo de hidrelétricas conectadas na Rede Básica: o aumento dos chamados do ONS para as hidrelétricas operarem como compensador síncrono e liga-desliga, justamente devido à elevada penetração de fontes intermitentes e não síncronas (ex.: eólica e solar).

15. Além disso, como foi exposto na referida contribuição para a Consulta Pública ANEEL nº 83/2021, quando os processos e parâmetros que determinam o planejamento elétrico e energético não estão adequados, o déficit por fontes de geração despacháveis e síncronas é compensando por uma expansão excessiva da

³ Mais detalhes em: https://www.erawa.com.au/cproot/21851/2/Margin-values-and-Cost_LR-2021-22---Determination-Paper---Final-Report---redacted-version-for-publication.PDF

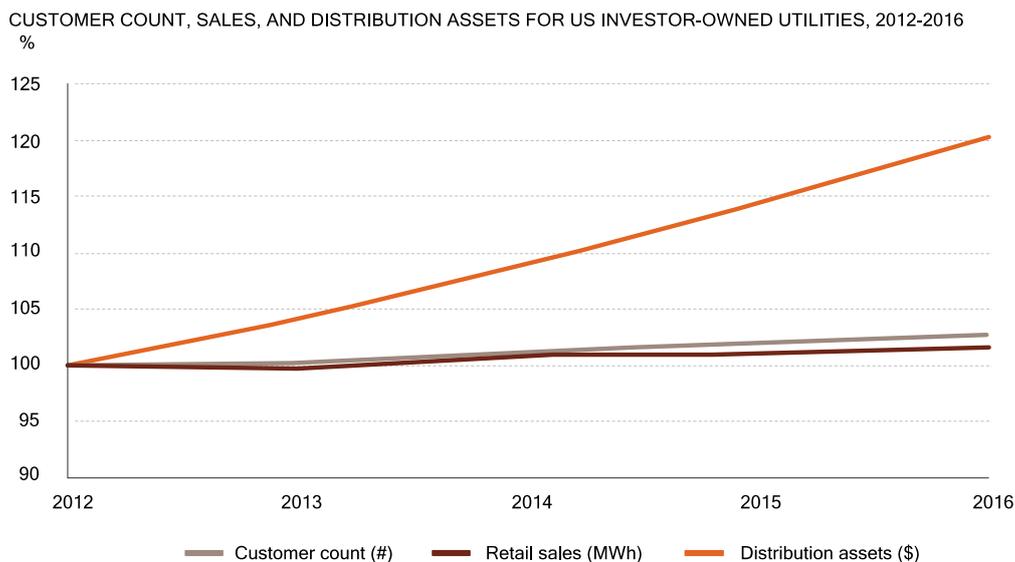
rede de transmissão, aumentando desnecessariamente a tarifa paga pelo consumidor final de energia.

Um sintoma desse problema é o acréscimo da presença de compensadores síncronos nos lotes dos leilões de transmissão. Observa-se que tanto a quantidade como os valores dos investimentos envolvidos vêm aumentando – evidenciando que a remuneração do serviço ancilar de compensação síncrona para as hidrelétricas conectadas na Rede Básica precisa ser atualizado.

16. Sintoma similar também já está se manifestando no sistema de distribuição e as atenções do MME e da ANEEL também precisam se voltar para esse elemento do sistema. Um exemplo tem sido percebido pelas distribuidoras dos EUA onde tem sido observada uma explosão dos custos relacionados aos ativos de rede, justamente devido ao aumento da penetração de Recursos Energéticos Distribuídos.

Tal explosão de custos ocorre porque ainda prevalece, na maioria das concessionárias de distribuição dos EUA, a regulamentação que considera somente taxa de retorno sobre o investimento da rede elétrica. A Figura 6 abaixo ilustra essa dinâmica.

Figura 5 – Aumento dos custos com os ativos de distribuição nos EUA⁴



⁴ The Non-wires alternatives Implementation playbook A practical guide for regulators, utilities, and developers <https://rmi.org/wp-content/uploads/2018/12/rmi-non-wires-solutions-playbook-report-2018.pdf>

17. No entanto, o aperfeiçoamento regulatório que priorize soluções que evitem aumentos tarifários desnecessários para o consumidor final de energia elétrica vem ganhando força. Essas soluções têm sido denominadas de *Non-wires alternatives*.

Figura 6 – Melhores práticas Non-wires



18. Nesse sentido, na próxima seção da presente contribuição para a Consulta Pública MME nº 145/2021, a Thymos Energia vai expor, por meio de algumas experiências internacionais, que a elevada penetração da GD Solar irá provocar o mesmo círculo vicioso de redução da confiabilidade da rede elétrica e aumento dos custos de O&M das redes de distribuição, o que, por consequência, resultará em aumentos tarifários aos consumidores finais de energia elétrica. Conforme mencionado anteriormente, o repasse desses custos aos consumidores poderá ser evitados a partir da adoção do *Non-wires alternatives*, acoplados à serviços ancilares e de flexibilidade prestados por empreendimentos de geração existentes localizados nas regiões elétricas de influência para a postergação dos investimentos na rede de distribuição.

Os mercados de energia mais avançados que estão tendo êxito no aperfeiçoamentos de mecanismos para evitar aumentos tarifários desnecessários aos consumidores finais de energia elétrica estão alcançando esse objetivo por meio da revisão do arcabouço da regulação tarifária das distribuidoras e no investimento em pesquisa e desenvolvimento em sistema de quantificação de necessidade do dos serviços ancilares e de flexibilidade pelos sistemas de distribuição, bem como por meio da difusão de plataformas de contratação desses serviços.

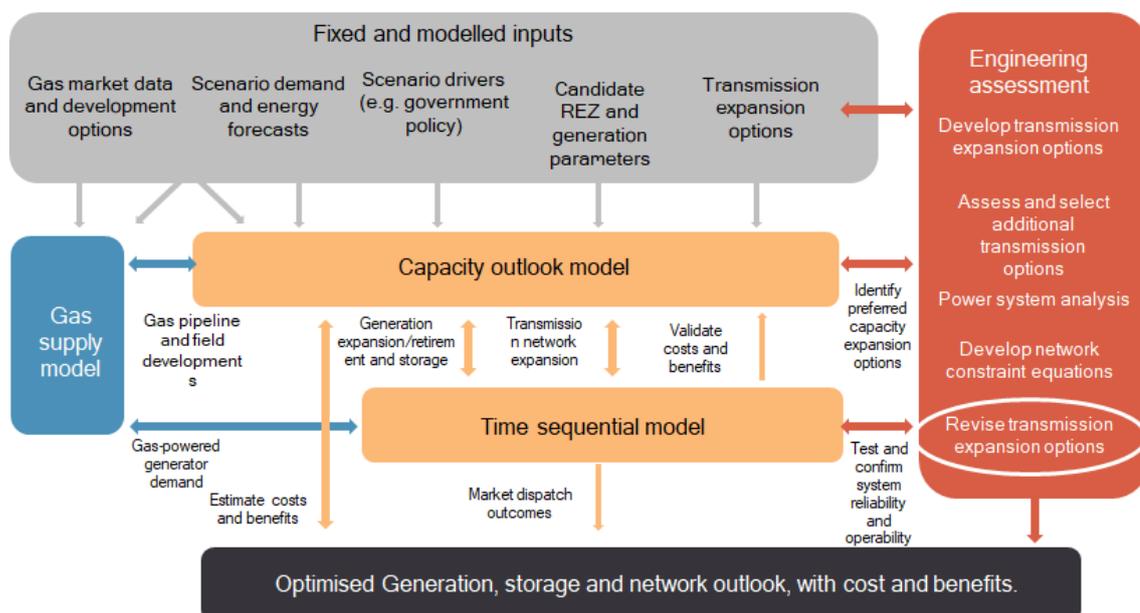
Experiência Internacional

19. Antes de iniciar a apresentação de algumas experiências internacionais, vale à pena fazer uma breve digressão sob o ponto de vista linguístico: a palavra “ancilar” tem o significado de “auxiliar”, ou seja, o que não possui a qualidade de ser figura principal. E nas décadas passadas isso até fazia sentido com relação aos serviços ancilares no contexto do setor elétrico. De fato, em épocas passadas, os serviços prestados por empreendimentos de geração para lidar com o excesso ou falta de energia reativa, bem como controlar a variação de tensão e colocar a frequência dentro dos limites aceitáveis sempre foram considerados como atividades coadjuvantes dos produtos principais (energia e potência).
20. No entanto isso mudou radicalmente. Tal como será apresentado nesta seção, os serviços ancilares prestados por empreendimentos hidrelétricos, inclusive os conectados nos sistemas de distribuição, passaram a ser uma ferramenta utilizada pelos operadores e planejadores de sistemas de distribuição para sinalizar a expansão das redes elétricas de forma otimizada, evitando aumentos desnecessários na tarifa paga pelos consumidores finais de energia elétrica.
21. Não é por outro motivo que, na Austrália, por exemplo, houve uma elevação da importância dos serviços ancilares, que passaram a se chamar *Essential System Services* (ESS), visando manter a operação segura diante um cenário de elevada penetração dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), em especial a geração distribuída de fonte solar.
22. Justamente por esse aspecto, foi incluído um capítulo no plano de expansão da Austrália - o *Integrated System Plan* (ISP) - que passará a incorporar análises prévias de indicadores de custo-benefício na expansão de fontes de geração não síncrona.
23. Esse capítulo do ISP contém uma seção denominada *Determining the Optimal Development Path* (ODP), a qual apresenta a metodologia de análise de custo-benefício de expansão integrada da geração e transmissão. A previsão de demanda e oferta de serviços ancilares é feita anualmente, com horizonte de 5 anos, por meio do NSCAS (*Network Support and Control Ancillary Services*)⁵.

⁵ Renewables in Australia – How the land down under is leading the way. IEEE Power & Energy magazine. Volume 19, Number 5 – September/October 2021

24. Como pode ser depreendido do esquema abaixo presente no ISP, um dos resultados da metodologia é revisão das alternativas de expansão dos sistemas de transmissão (vide destaque na Figura 8 abaixo). Ao longo deste texto de contribuição será exposto que procedimento parecido também deverá ser aplicado no sistema de distribuição para evitar a explosão dos custos de rede elétrica: a prestação de serviços ancilares é uma das ferramentas dentro da estratégia *Non-wire alternatives* que evita acréscimo de tarifa dos consumidores finais.

Figura 7 – Prestação de serviços ancilares antes da determinação da expansão da transmissão



25. Com isso, a expansão excessiva da transmissão - conforme explorado na contribuição da Thymos Energia na Consulta Pública ANEEL nº 83/2021 – advém da ausência da análise prévia do trade-off entre prestação de serviços ancilares por usinas existentes e os investimentos na transmissão. A ausência dessa análise provoca custos adicionais que poderiam ser evitados ao consumidor final de energia elétrica.

26. Em outras palavras, a elevada penetração de fontes intermitentes - sem a adequada contrapartida de serviços de flexibilidade e serviços ancilares - podem elevar o tempo médio de duração das interrupções de energia elétrica, de forma proporcional ao nível de penetração dessas fontes na rede elétrica. Essa piora nos índices de continuidade no sistema de distribuição causam perdas econômicas à sociedade.

27. Os sintomas e preocupações supracitados também são encontrados nos sistemas de distribuição, especialmente devido ao exponencial aumento da presença da geração distribuída de fonte solar (GD solar), cuja marca no Brasil atualmente se encontra em 17 GW de potência instalada.

28. Portanto, os aspectos supracitados evidenciam um equívoco que costuma ocorrer com frequência nos debates sobre o aperfeiçoamento da regulamentação de serviços ancilares no Brasil: é pressupor que a atualização do processo de contratação e remuneração dos serviços ancilares provocará aumentos tarifários ao consumidor final brasileiro.

29. Outro aspecto relevante, é que a variabilidade da produção de energia da fonte solar, quando passa a ter uma participação relevante nos circuitos locais, causa alterações de tensão na rede elétrica. Para lidar com o problema, a distribuidora precisa fazer reforços na rede para o controle de tensão.

30. Dessa forma, a GD solar impõe novas exigências ao monitoramento, controle e proteção da rede de distribuição. Como a rede de distribuição não foi projetada para essas novas condições de operação de mudança de fluxo, problemas locais de proteção e controle, ocorrência de eventos de sobre e subtensão, aumento da faixa de variação de tensão e possíveis sobrecargas passam a ocorrer. Tais situações demandam investimentos adicionais por parte das distribuidoras bem como o aumento do custo de operação e manutenção das redes elétricas. E isso se reflete em aumentos tarifários para os consumidores finais.

31. Um estudo recente analisou o impacto na confiabilidade da rede elétrica em 276 distribuidoras dos EUA em relação aos seus respectivos índices de penetração de geração solar e eólica. Como cada estado norte-americano possui uma política própria de investimentos obrigatórios em fontes de energia solar e eólica, os autores investigaram a relação custo-benefício por meio de uma abordagem estatística dos índices de tempo médio de duração de interrupção (SAIDI⁶) e a frequência média de duração (SAIFI⁷)⁸.
32. O estudo supracitado efetuou simulações de níveis de penetração das fontes renováveis intermitentes entre 5% e 100% nos sistemas de distribuição norte americano. Foi identificado que haveria um aumento do tempo médio de duração das interrupções de energia elétrica, resultando no aumento do range dos custos de interrupção em US\$ 131/kWh, que representaria no aumento do custo total das interrupções nos EUA em US\$ 2,5 bilhões. Nesse caso, os autores recomendam que esses custos adicionais das interrupções de fornecimento impostos aos consumidores de energia elétrica sejam considerados nas avaliações de custo-benefício das políticas de descarbonização por meio da expansão da fonte solar e eólica⁹.
33. Não à toa que, em estudo realizado em setembro de 2022¹⁰, o *Idaho National Laboratory*, ressaltou o uso das pequenas hidrelétricas no aumento da resiliência dos sistemas de distribuição. Um dentre os vários exemplos citados no referido estudo é o uso de pequenas centrais hidrelétricas para a recomposição do sistema de distribuição, inclusive em esquemas com ilhaamento, após eventos de blecaute, atuando de maneira similar a unidades de black start.

Nos Estados Unidos, cerca de 40% de todas as unidades geradoras que são mantidas e testadas para fornecer black start são geradores hidrelétricos, embora a energia hidrelétrica represente apenas cerca de 10% da capacidade geral de

⁶ System average interruption duration index

⁷ System average interruption frequency index

⁸ <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111947>

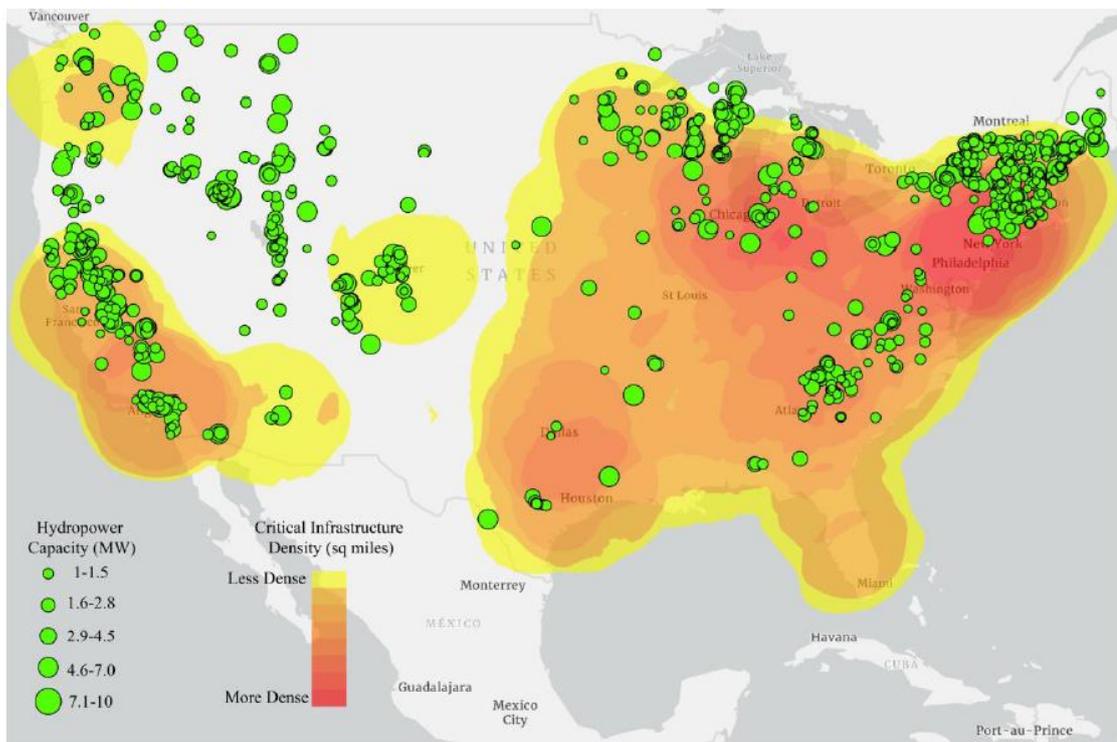
⁹ The impact of variable renewable energy resources on power system reliability <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111947>

¹⁰ Enhancing Local Grid Resilience with Small Hydropower Hybrids Proving the concept through demonstration, simulation, and analysis with Idaho Falls Power https://inidigitallibrary.inl.gov/sites/sti/sti/Sort_63403.pdf

geração dos EUA¹¹. Isso se deve ao fato de que os geradores hidrelétricos têm um tempo de partida inferior a 10 minutos e a possibilidade de auto excitação ou utilização de fontes externas de pequeno porte para excitação.

34. Além disso, o referido estudo ressalta as vantagens advindas da localização geográfica das PCHs: face à pulverização, esses empreendimentos costumam estar próximo a cargas críticas ou finais de linha. O estudo também mostra as possibilidades dos esquemas de recomposição de esquemas híbridos de hidroeletricidade e armazenamento, uma vez que as unidades de armazenamento são assíncronas e precisam de energia no secundário do seu inversor. A figura 9 apresentada abaixo ilustra.

Figura 8 – Infraestrutura crítica dos EUA e co-localização de pequenas hidrelétricas



35. Outro estudo recente, agora realizado na França, considerando o histórico de investimentos e dados operativos de 2000 subestações entre os anos 2008 e 2018, permitiu rejeitar, sob o ponto de vista estatístico, a hipótese de que a GD Solar traz o benefício do *deferred*, ou seja, o benefício da postergação dos investimentos na

¹¹Hydropower Plants as Black Start Resources," Oak Ridge National Laboratory , Oak Ridge, 2019 https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/05/f62/Hydro-Black-Start_May2019.pdf

rede de distribuição (Figura 9). O referido estudo também sinalizou que as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) são uma das fontes de geração com maior probabilidade de contribuir para a postergação dos investimentos na rede de distribuição da França¹². Isso ocorre porque o histórico da curva de produção das PCHs possui mais eventos coincidentes no atendimento ao horário de pico de demanda dos sistemas elétricos de distribuição francês.

Figura 9 – Estudo avaliou os investimentos em 2000 subestações na França¹³



36. Conclusão similar foi a encontrada por pesquisadores Oak Ridge Laboratory, em estudo patrocinado pelo U.S. Department of Energy: a partir dos dados históricos de geração entre os anos de 2013 a 2017 do California Independent System Operator (CAISO) foi identificado que as PCH contribuem proporcionalmente mais para o aumento da flexibilidade operacional dos sistemas de distribuição do que as demais fontes, especialmente nas redes com elevada penetração de GD de fonte solar. Nesse sentido, o estudo recomenda ampliar a participação da PCH nos estudos de

¹² What Kinds of Distributed Generation Technologies Defer Network Expansions? Evidence from France https://fsi-live.s3.us-west-1.amazonaws.com/s3fs-public/distribution_network_in_france_faw_0_0.pdf

¹³ https://fsi-live.s3.us-west-1.amazonaws.com/s3fs-public/distribution_network_in_france_faw_0_0.pdf

expansão da geração tendo em vista o seu potencial de aumentar a penetração da GD Solar de forma sustentável sob o ponto de vista operativo, e ao mesmo tempo, e reduzir a demanda por usinas de gás natural e baterias.¹⁴

37. Os fatos supracitados reforçam o entendimento de que os fenômenos econômicos e sociais, tal como a regulamentação de aspectos técnicos do setor elétrico, podem ser sempre classificados em círculos viciosos e círculos virtuosos. O Estado, em associação ao capital privado, pode transformar os empecilhos em pontos de germinação, por meio de políticas que interrompam círculos viciosos e estimulem círculos virtuosos de crescimento¹⁵.
38. Nesse sentido, a modernização dos sistemas elétricos passa, necessariamente, pela implantação de indicadores que meçam as relações de custo-benefício das políticas transformadoras de círculos viciosos em círculos virtuosos, visando preservar a confiabilidade dos sistemas de distribuição ao menor custo para o consumidor final de energia.
39. A figura 11 abaixo ilustra justamente o estágio de círculo vicioso em que se encontra os sistemas de distribuição do Brasil. O atual contexto proporciona uma relação perde-perde tanto para a geração distribuída como para demais fontes e consumidores finais de energia elétrica:
- i) A elevada penetração de GD solar nos sistemas de distribuição provoca mudança de fluxo, problemas locais de proteção e controle, ocorrência de tensões excessivas, aumento da faixa de variação de tensão, e possíveis sobrecargas;
 - ii) Conseqüentemente, ocorre a necessidade de aumento de investimentos na rede de distribuição bem como o aumento dos custos de operação e manutenção da rede de distribuição;

¹⁴ Complementary relationship between small-hydropower and increasing penetration of solar photovoltaics: Evidence from CAISO

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014812030536X#:~:text=The%20relationship%20revealed%20above%20in,plants%20with%20limited%20ramping%20capabilities.>

¹⁵ https://www.linkedin.com/posts/victor-ribeiro-spoudaios_coluna-victor-ribeiro-10-08-2022-activity-6964901799036092416-6CSr?utm_source=share&utm_medium=member_desktop

- iii) Em paralelo, devido à ausência de remuneração de serviços ancilares para os empreendimentos de geração existentes na rede de distribuição, ocorre uma perda da atratividade nessa atividade. Os investimentos em equipamentos que prestam os serviços ancilares pelos empreendimentos de geração deixam de serem feitos tanto pelos futuros empreendimentos de geração bem como nos empreendimentos de geração existentes;
- iv) Por fim, o ciclo de prejuízo à confiabilidade dos sistemas de distribuição é retroalimentado: a piora dos índices de continuidade e demora na recomposição dos sistemas de distribuição provocam perdas econômica aos conjuntos de consumidores.

Figura 10 – círculo vicioso versus círculo virtuoso (proposta Abragel)



40. Foi justamente essa linha de raciocínio que a Agência Nacional de Energia da Alemanha (Dena) expôs em seu relatório sobre a necessidade de serviços ancilares para o ano de 2030¹⁶: as distribuidoras (*Distribution System Operators* - DSOs) precisarão estar cada vez mais aptos para desenvolver um papel mais ativo na sinalização da demanda de serviços ancilares em suas próprias redes elétricas –

¹⁶ Dena Ancillary Services Study 2030. Security and reliability of a power supply with a high percentage of renewable energy.

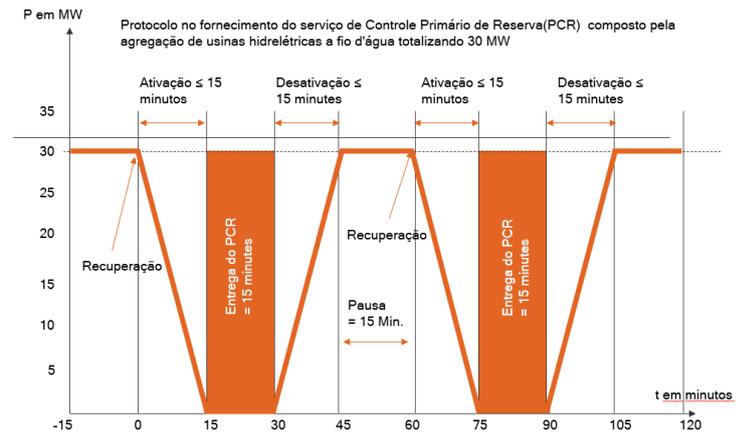
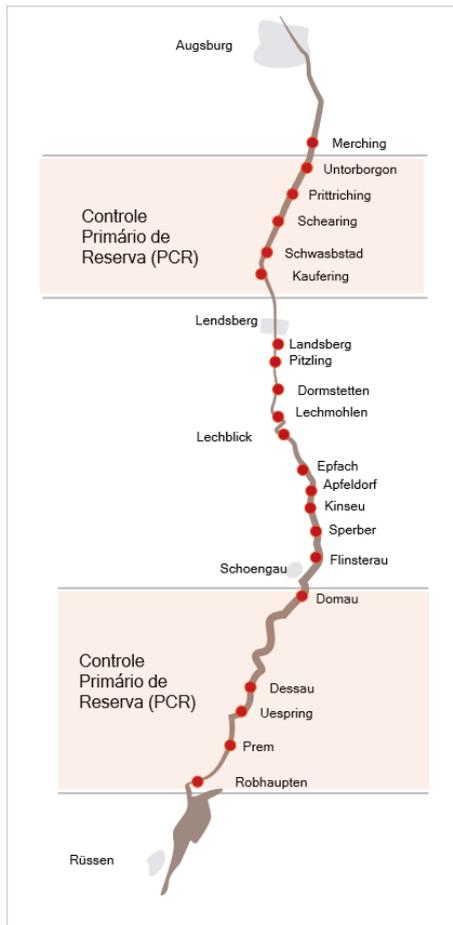
não só para aliviar o operador do sistema (Transmission System Operator - TSO) mas também para se ter uma expansão ótima das redes elétricas (os serviços ancilares podem postergar investimentos na rede elétrica):

*“At the interface between transmission and distribution grids, the distribution system operators (DSOs) are increasingly **able to play an active role in the use of ancillary services in their own grids**, and can therefore relieve or support the transmission system operator (TSO).*

*DSOs also provide for mechanisms in the distribution grids to take account of grid restrictions when **activating ancillary services**. [...] grid expansion must be weighed in an economic and carefully planned way for these rare critical events. In the future, temporary and economically viable intervention options should be regularly permissible to **lower the demand for grid expansion**. This approach must be fully clarified in terms of regulation so that the grids might be developed in an economically optimised way” (grifos nossos)*

41. Nessa linha, foi implantado na Alemanha um projeto em que desde o ano de 2006, dez Pequenas Centrais Hidrelétricas a fio d'água, menores de 30 MW, fornecem em conjunto, consistentemente, cerca de 20 MW os serviços ancilares denominados de *Primary Balancing Power (PBP)* e *Primary Control Reserve (PCR)* (figura 12 – a).
42. O mecanismo *Primary Control Reserve (PCR)* é usado na rede elétrica para equilibrar a oferta e a demanda de eletricidade em tempo real. O PCR é necessário para manter a frequência da rede em um nível estável de 50 Hz. As Pequenas usinas hidrelétricas a fio d'água na Alemanha podem participar do fornecimento de PCR ajustando sua potência em resposta aos sinais recebidos do operador da rede. Quando há um súbito aumento ou diminuição na demanda de eletricidade, o operador da rede envia um sinal às usinas participantes para aumentar ou diminuir sua produção de energia de acordo.
43. Para participar dessa prestação de serviço ancilar a faixa operativa da usina de rampa de subida e rampa de descida deve se encaixar no pré-requisito estabelecido em até 15 minutos (figura 12 – b). Além disso, as PCHs a fio d'água na Alemanha precisam ter os equipamentos de controle e monitoramento necessários instalados. Este equipamento permite que as usinas se comuniquem com o operador da rede e respondam rapidamente aos sinais de PCR.

Figura 11 – Conjunto de PCHs prestando serviços de flexibilidade e ancilares¹⁷



44. Por sua vez, o PBP atua como um serviço de acompanhamento de carga. Ele é dimensionado a partir demanda de geração síncrona por região elétrica somado a um volume de margem de segurança. Esses volumes de necessidade de geração síncrona são atualizados anualmente pelo TSO.

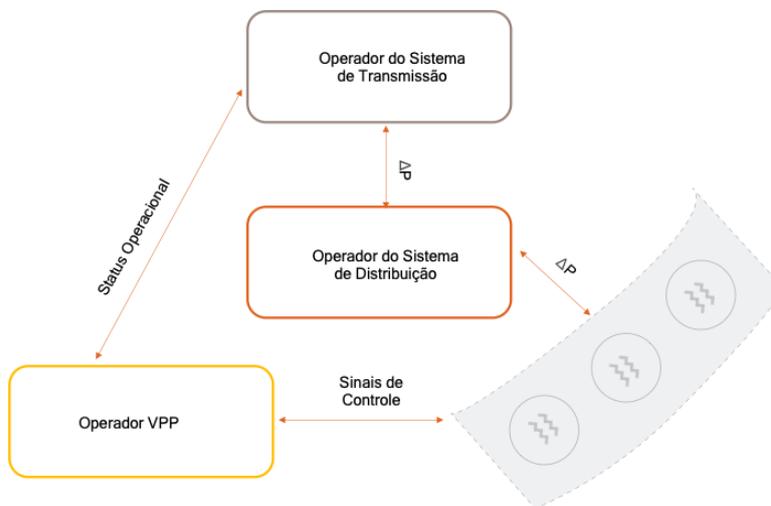
45. Essa experiência foi fundamental para que ocorresse a criação da primeira usina virtual do mundo (*virtual power plant*) – a qual foi concebida com PCHs na Alemanha no ano de 2008, quando a RWE agregou nove pequenas centrais hidroelétricas com uma capacidade total instalada de 8,6 MW¹⁸. Esse método de agregação passou a permitir a possibilidade de um conjunto de PCHs fornecerem serviços ancilares

¹⁷ Wasserkraft projekte Stephan Heimerl Hrsg Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift WasserWirtschaft <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-658-00996-0>

¹⁸ Virtual Power Plants Report on International Practice. USAID, 2020. https://usaideia.ba/wp-content/uploads/2021/11/2.-Report-on-International-Practice_Virtual-Power-Plants_5-4-20-English-Final.pdf

relacionados à controle de frequência tal como o PCR e PCB comentados nos itens precedentes deste relatório¹⁹

Figura 12 – A primeira VPP foi por meio de PCHs²⁰



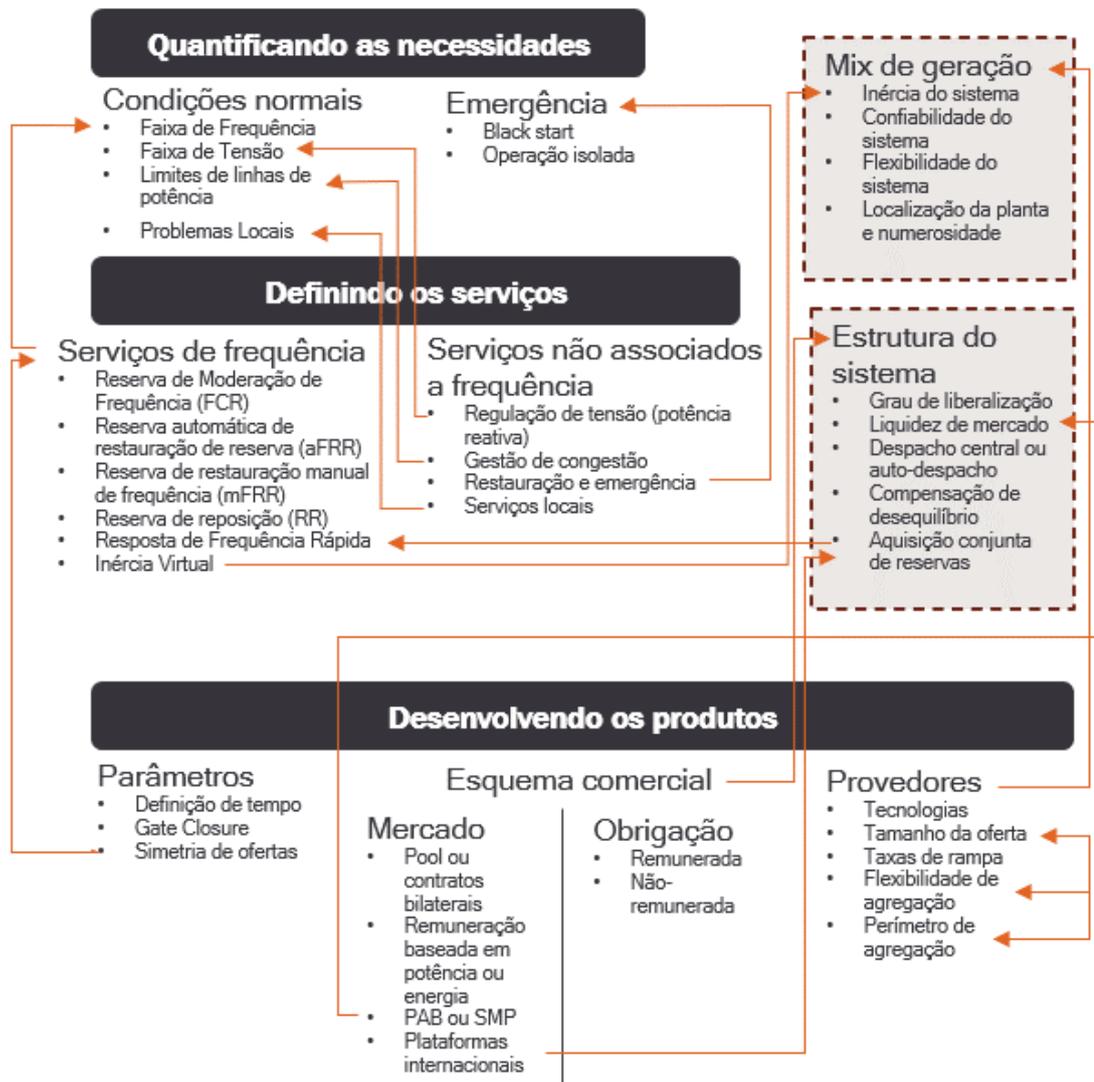
46. De maneira em geral, os exemplos precedentes da experiência internacional relacionados a serviços ancilares prestados por PCHs nos serviços de distribuição fornecem um *roadmap*: foram estabelecidos processos sistemáticos de i) quantificação das necessidades de serviços ancilares; ii) definição dos serviços ancilares e iii) desenho dos produtos de serviços ancilares.²¹ Tais definições levam em conta o mix de geração disponível, estrutura de mercado e regime de contratação. A figura 14 abaixo ilustra esse *roadmap*.

¹⁹ Potential of small hydro power plants for delivering ancillary services <https://ieeexplore.ieee.org/document/6302395>

²⁰ Wasserkraft projekte Stephan Heimerl Hrsg Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift WasserWirtschaft <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-658-00996-0>

²¹ Ancillary services markets in europe: Evolution and regulatory trade-offs <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121011175>

Figura 13 – Roadmap implantação de serviços ancilares e de flexibilidade



47. Desse modo, depreende-se que com sinalização técnica e remuneração adequada, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) poderão contar com geradores síncronos cada vez com maiores níveis de flexibilidade operativa, desde que, obviamente, considerando as características dos projetos relacionados ao volume de acumulação e a capacidade de gerenciar aflúências em tempo real.

48. Nesse sentido, outra experiência internacional relevante, é a da Grã-Bretanha: a Agência Reguladora de Eletricidade e Gás Natural (Ofgem) implantou um modelo regulatório denominado RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs). O RIIO

é um arcabouço regulatório baseado em desempenho em que os agentes regulados são encorajados a inovar para tornar os sistemas elétricos mais confiáveis e sustentáveis. O modelo RIIO é composto de quatro atividades:

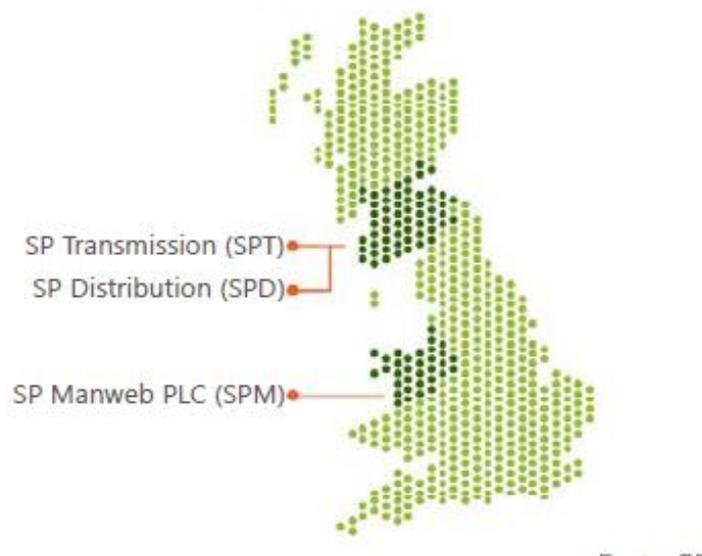
- i) plano de tarifas plurianuais;
- ii) abordagem da despesa total (totex);
- iii) incentivos para performance e
- iv) fundo de inovação.

49. Com relação ao plano de tarifas plurianuais, a Ofgem define a receita regulatória por período de até oito anos, com base em projetos bastante detalhados enviados pelos interessados nos investimentos em geração e/ou transmissão.

50. No âmbito do RIIO, ainda, os projetos são analisados de acordo com as condições sistêmicas. A seguir, é reproduzido um exemplo de um projeto apresentado pela concessionária Scottish Power (SP Networks), que mostra a área de exploração da empresa.

Figura 14 – Área de exploração SP Networks

Área de exploração da *Scottish Power*

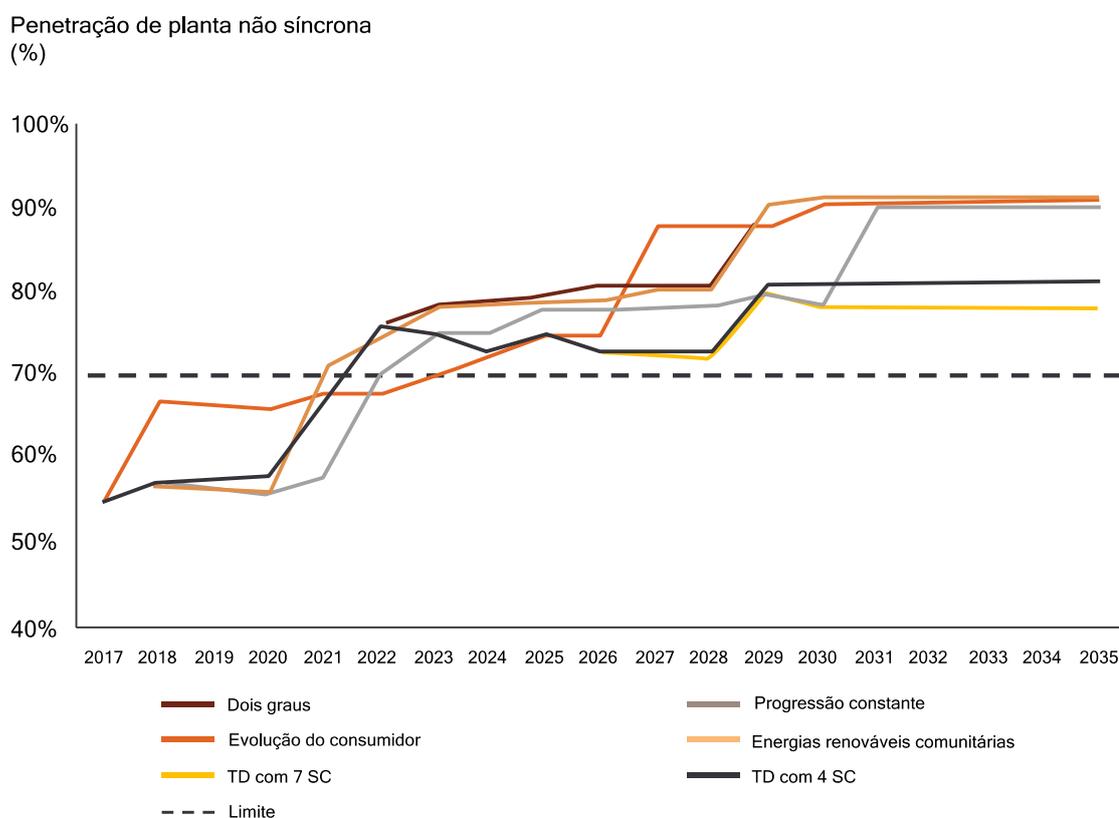


51. Um dos documentos apresentados para aprovação do projeto é o Engineering Justification Paper. Nele, a SP Networks relata os desafios para os próximos anos em sua área de exploração, em especial os advindos do elevado nível de penetração

de fontes intermitentes. O gráfico reproduzido a seguir ilustra que a partir do nível de penetração de 70% de fontes intermitentes no sistema elétrico da área de exploração da SP Networks, previsto para acontecer em 2024, começa a haver prejuízos à confiabilidade das redes elétricas.²²

Figura 15 – Nível de penetração de fontes intermitentes na SP Networks

Nível de Penetração de fontes intermitentes na área da SP Networks



52. Para lidar com os desafios causados pelo aumento dos níveis de intermitência na produção de energia das usinas eólicas, foi criada a iniciativa chamada de INCENTIVE (Innovative Control and Energy Storage for Ancillary Services) no contexto do RIIO.

Na Grã-Bretanha são previstos quatro serviços ancilares:

i) controle primário de frequência;

²² Mais detalhes em:

www.youtube.com/watch?v=OJkPPwAyYeo&list=PLrMOhOrmeR6ktSag0RbT7zPNVn0p1P2f6&index=4.

- ii) controle secundário de frequência;
- iii) controle básico de tensão e
- iv) controle aprimorado de tensão.

53. Na Tabela 2 a seguir, ilustramos as estruturas e os métodos de remuneração de serviços ancilares na distribuição da Grã-Bretanha.

Tabela 2 – Modelos de remuneração Grã-Bretanha

	Preço regulado	Preço por oferta
Controle primário de frequência	-	X
Controle secundário de frequência	-	X
Controle básico de tensão	X	X
Controle aprimorado de tensão	-	X

A determinação da localização para a implantação desse projeto na rede elétrica da empresa britânica SP Networks representa o encontro de três arcabouços regulatórios fundamentais para manter a rede elétrica funcionando adequadamente e sinalizar as fontes “corretas” para os pontos “certos” da rede elétrica, sob o ponto de vista técnico e econômico-financeiro: a precificação de serviços ancilares, a precificação nodal e a utilização de sistemas de gerenciamento da rede elétrica tais como o Advanced Distribution Management Systems (ADMS), e o Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS).

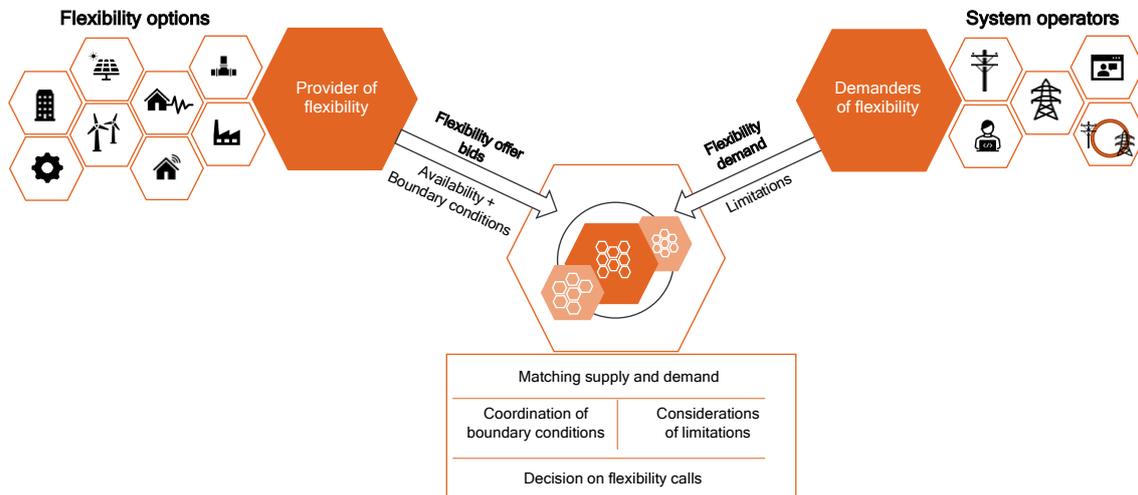
54. Com relação ao primeiro, os serviços ancilares são fundamentais para manter a segurança e a estabilidade dos sistemas elétricos e, por isso, beneficiam todos os seus usuários. Embora os serviços ancilares sejam coadjuvantes em relação aos produtos principais, energia e potência, são fundamentais para o bom funcionamento dos sistemas elétricos pois auxiliam na:

- i. variação de tensão e na frequência dentro dos limites aceitáveis;
- ii. operação dos equipamentos dentro de faixas normais;
- iii. operação com alto grau de confiabilidade;
- iv. operação em emergências sem grandes alterações para os usuários e
- v. operação adequada sob várias condições diárias de carga.

55. Com relação ao segundo fator – precificação nodal –, conforme ilustrado na tabela, a precificação de serviços ancilares na Grã-Bretanha leva em conta o custo de oportunidade, ou seja, leva em conta a perda de oportunidade de vender energia no mercado spot enquanto presta o serviço de regulação de frequência. O preço spot britânico sinaliza a escassez de energia elétrica por hora e por pontos nodais na rede elétrica. E, por fim, com relação ao terceiro – a utilização de sistemas de gerenciamento da rede elétrica (como o ADMS e o DERMS) –, as concessionárias de distribuição estão avaliando a implantação desses sistemas de gerenciamento para auxiliá-las na determinação da melhor localização em sua rede elétrica para a instalação de recursos energéticos distribuídos (REDs), dentre eles, os sistemas de armazenamento.
56. Os sistemas ADMS e DERMS são ferramentas que apresentam os pontos do sistema elétrico mais propícios para a conexão de novos REDs no sistema de distribuição. O ADMS informa, em tempo real, a localização automatizada de falhas, isolamento e restauração de serviço, redução da tensão de conservação e otimização de fator de potência. Com esses aspectos, o ADMS e o DERMS contribuem para o aumento da confiabilidade e da resiliência da rede de distribuição, pois integram vários sistemas de utilitários, como gerenciamento de interrupções, de informações geográficas, de smart meters, de suportes para ilhamentos e para microrredes.
57. Com isso, ambos os sistemas permitem que as distribuidoras despachem os REDs com até 48 horas de antecedência. Face ao exposto, de posse dos três arcabouços regulatórios supracitados (serviços ancilares, precificação nodal e utilização de sistemas de gerenciamento da rede elétrica), é possível calcular o denominado custo-benefício social da implantação de sistemas de armazenamento na rede elétrica.
58. A Universidade de Cambridge por meio do programa MERLIN (Modelling the Economic Reactions Linking Individual Networks) analisou a implantação de plataformas inteligentes voltadas à comercialização de serviços de flexibilidade - principalmente por DSOs. Uma dessas ferramentas de comercialização de flexibilidade é a Altdorfer Fleximart (ALF) em implantação na Alemanha.

Na ALF geradores e consumidores fazem ofertas pelas suas flexibilidades. Existem dois tipos de produtos a serem oferecidos com base no tipo de cliente: contrato de curto prazo e contrato de longo prazo.

Figura 16 – Ferramentas de comercialização de flexibilidade é a Aلدorfer Fleximart



59. Outra ferramenta de serviços de flexibilidade é a Flexible Power, atualmente em teste pela Western Power Distribution (WPD), localizada na Grã Bretanha. Os serviços de flexibilidade contratados tanto perante os agentes de consumo como aos agentes de geração. Existem três categorias de serviços, com diferentes regimes de remuneração e sujeitos a valores máximos.

O WPD vem recebendo ofertas em valor médio de cerca de £ 300/MWh (Tabela Tabela 3 abaixo) para serviços de flexibilidade, o que representa uma combinação de pagamentos de utilização e disponibilidade. A duração dos contratos é variável, mas geralmente são concedidos por um período mínimo de 1 ano.

Tabela 3 – Modelos conceituais de interação entre TSO e DSO e a aquisição de serviços ancilares

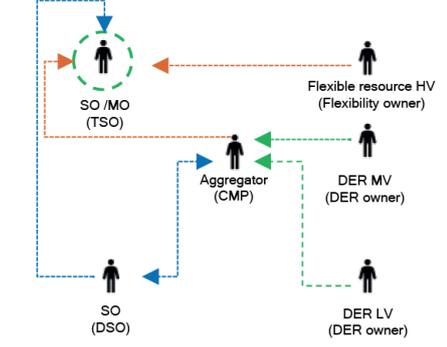
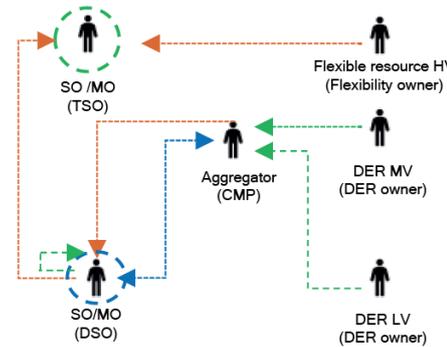
Description	Secure	Dynamic	Restore
Type of service	pre-fault mitigation (to manage peak demand)	post-fault recovery (usually under planned outages)	post-fault network restoration (in unpredictable situations)
Advanced payment	arming payment (£125/MW/h)	availability payment (£5/MW/h)	No
Utilisation payment	£175/MWh	£300/MWh	£600/MWh
Dispatch notice	week ahead on acceptance availability	15 minutes ahead of requirement	15 minutes ahead of requirement

60. Face ao exposto, para que essa sinalização técnica e econômica ocorra é necessário o aperfeiçoamento na regulamentação técnica e de remuneração das distribuidoras. Pelo lado técnico será preciso o investimento em centros de operação e pelo aspecto de remuneração, será preciso ocorrer incentivos para a busca de soluções que não onerem as tarifas dos consumidores finais. Conforme comentado anteriormente, as fontes de geração intermitentes e não síncronas tendem a exigir mais investimentos em rede elétrica – quando não são aplicados e monitorados índices de custo-benefício.
61. Desse modo, para que essa sinalização e técnica ocorra e induza eficiência na expansão das redes elétricas capazes de evitar a oneração desnecessária dos consumidores finais de energia elétrica, a experiência internacional revela diversos movimentos, como por exemplo, o aperfeiçoamento na interação entre distribuidora (DSO) e operador do sistema (TSO), o estabelecimento de procedimentos de determinação do volume e dos produtos de serviços ancilares a serem fornecidos; e a criação de diferentes modalidades de contratação desses serviços ancilares, conforme os modelos conceituais apresentados na Tabela 4 abaixo.

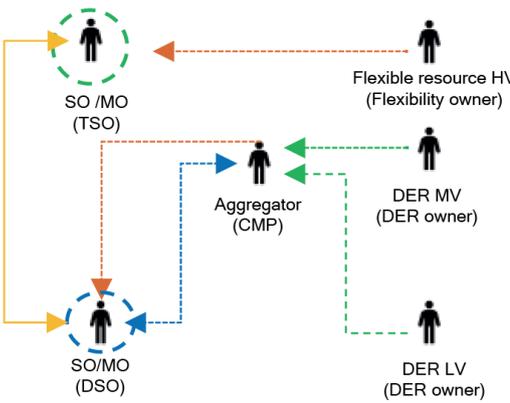
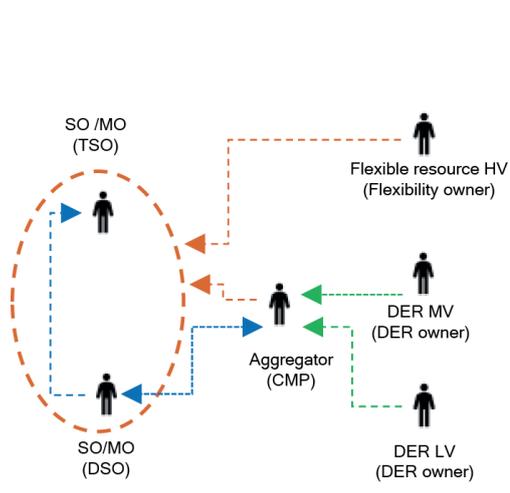
Tabela 4 – Modelos conceituais de interação entre TSO e DSO e a aquisição de serviços ancilares

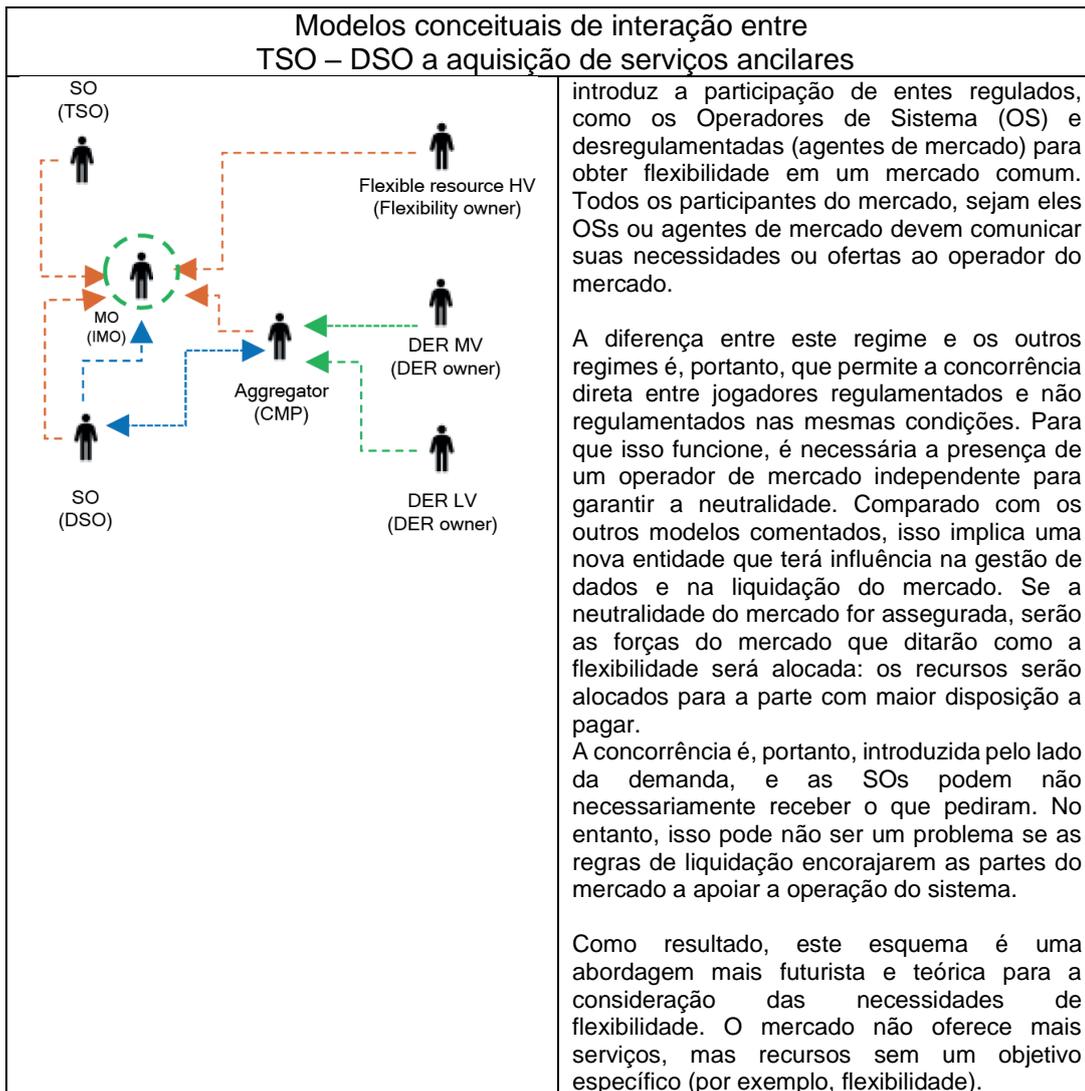
Modelos conceituais de interação entre TSO – DSO a aquisição de serviços ancilares	
<p>Role (Actor) </p> <p>Centralized market </p> <p>Local market </p> <p>Coordinated market </p> <p>Pre-defined profile exchange </p> <p>Aggregation </p> <p>Market bids </p> <p>Pre-qualification </p>	<p>Legenda utilizada</p> <p>A seguir são apresentados 4 modelos conceituais de estrutura de mercado de serviços ancilares e seus respectivos esquemas de interação entre TSO e DSO.</p> <p>São abordados aspectos relacionados ao agente coordenador do mercado de serviços ancilares, o papel do DSO e do TSO, bem como os critérios de aplicação de flexibilidade.</p> <p>Coordenação do esquema Papel do DSO, Organização do mercado Princípio de aplicação da flexibilidade da rede de distribuição.</p>
	<p>Centralized Ancillary Service Market Model (CASMM)</p> <p>Neste modelo, existe um mercado comum centralizado tanto para os agentes conectados no TSO como no DSO. O mercado é operado pelo TSO independentemente do fato de os REDs estarem no TSO ou DSO. O TSO determina as necessidades técnicas para operar o sistema em tempo real e comunica o montante ao mercado. Ao fazer isso, o TSO não torna ativamente as restrições de rede do DSO (ex. limites de capacidade). Com isso, o papel do DSO é limitado: o TSO contrata flexibilidade</p>

Modelos conceituais de interação entre TSO – DSO a aquisição de serviços ancilares

	<p>advinda dos REDs do DSO, porém, o DSO não se envolve na contratação de serviços ancilares. Para respeitar as restrições da rede do DSO, o TSO pode instalar um processo separado de pré-qualificação do sistema para garantir que a ativação de recursos da rede de distribuição pelo TSO não cause restrições adicionais na rede de distribuição (por exemplo, congestionamento). Nesse caso, o DSO está pouco envolvido no processo de pré-qualificação do sistema, pois precisa fornecer os dados necessários ao TSO.</p>
	<h4>Local Ancillary Service Market Model (LASMM)</h4> <p>Neste modelo, um mercado local separado para serviços de sistema é operado pelo DSO. O processo de <i>clearing</i> do mercado local acontece primeiro e o DSO contrata os recursos flexíveis necessários para serem utilizados na gestão local do congestionamento. O TSO está operando um outro mercado, onde os recursos conectados à rede de transmissão podem participar no mercado de serviços ancilares operados pelo DSO.</p> <p>Os vendedores de flexibilidades conectados ao sistema de distribuição enviarão lances agregados de flexibilidade tanto para o mercado em geral como para o mercado de serviços ancilares. Quando o operador de mercado local (DSO) liquida o seu mercado, ele respeita as restrições locais e mantém a ordem dos bids selecionados para seu próprio uso local. A principal diferença em relação ao modelo de mercado de serviços ancilares centralizado (CASMM) é que o DSO sempre tem prioridade no uso de recursos locais para gerenciamento de congestionamento local e as restrições da rede de distribuição são respeitadas, pois o mercado local é operado pelo próprio DSO. Naturalmente, deve haver constante comunicação entre DSO e TSO para a correta atualização das restrições das suas respectivas redes para o correto fechamento de ambos mercados.</p>

Modelos conceituais de interação entre TSO – DSO a aquisição de serviços ancilares

	<p>Shared Balancing Responsibility Model (SBRM)</p> <p>Tal como no mercado local de serviços ancilares (LASMM), o modelo de responsabilidade de balanceamento das redes é compartilhada entre DSO e TSO e acoplado ao mercado de serviços ancilares (SBRM) do TSO.</p> <p>A diferença do SBRM é que DSO e TSO operam individualmente seus mercados de serviços ancilares. O DSO não pode ofertar no mercado de serviços ancilares do TSO. O DSO é responsável por equilibrar a rede de distribuição de acordo com um cronograma definido antecipadamente entre o TSO e o DSO.</p>
	<p>Common TSO-DSO Ancillary Services Market Model (CTDASM)</p> <p>Este modelo de mercado comum TSO-DSO de Serviços Ancilares propõe um mercado comum para recursos flexíveis conectados tanto à rede de transmissão quanto à rede de distribuição. O TSO e o DSO operam o mercado em conjunto de forma que o resultado para o sistema como um todo seja otimizado. No final, o TSO contrata serviços de serviços ancilares de transmissão e distribuição, e o DSO usa recursos flexíveis de sua própria rede em cooperação e em interação com o TSO. Como resultado, esse modelo tem o potencial de minimizar os custos totais de aquisição. Ao contrário dos outros esquemas citados anteriormente, isso implica que neste esquema não há prioridade inicial para o TSO ou o DSO.</p> <p>Como isso poderia funcionar na prática depende de como o conceito de mercado comum é implementado (por exemplo, uma única plataforma ou várias plataformas descentralizadas conectadas entre si).</p>
	<p>Integrated Flexibility Market Model (IFMM)</p> <p>Assim como o modelo de mercado TSO-DSO comum abordado anteriormente (CTDASM), esse arranjo de mercado de flexibilidade integrado fornece um mercado comum para recursos flexíveis conectados à rede de transmissão e distribuição. No entanto, ao contrário de qualquer outro modelo de mercado comentado anteriormente, este esquema</p>



62. Por sua vez, a Tabela 5 abaixo sintetiza os principais aspectos supracitados relacionados ao papel do DSO, organização do mercado e o princípio de aplicação de flexibilidade da rede de distribuição. Esses aspectos serão importantes quando for discutida a revisão dos procedimentos de contratação em uma nova relação a ser construída entre distribuidoras e PCHs²³ voltadas para a modernização da contratação de serviços ancilares e de flexibilidade.

Tabela 5 – Modelos conceituais de interação entre TSO e DSO e a aquisição de serviços ancilares

Coordenação do esquema	Papel do DSO	Organização do mercado	Princípio de aplicação da flexibilidade da rede de distribuição.
Mercado de serviços ancilares de forma centralizada	Limitado ao papel de pré-qualificação	O TSO coordena o mercado central de serviços ancilares	Prioridade para o TSO

²³ Quando o termo RED estiver presente na experiência internacional, as PCHs estão incluídas.

Coordenação do esquema	Papel do DSO	Organização do mercado	Princípio de aplicação da flexibilidade da rede de distribuição.
Mercado de serviços ancilares de forma local	Organiza mercado local de serviços ancilares, compra flexibilidade para congestionamentos locais. Agregação de recursos para o mercado central.	O TSO coordena o mercado central de serviços ancilares. E o DSO coordena o mercado local de serviços ancilares.	Prioridade para o DSO
Balanceamento compartilhado	Organiza mercado local de serviços ancilares, compra flexibilidade para congestionamentos locais. Agregação de recursos para o mercado central	O TSO coordena o mercado central de serviços ancilares. E o DSO coordena o mercado local de serviços ancilares.	Exclusivo para o DSO
Mercado de serviços ancilares comum entre TSO e DSO	Organização de mercado de flexibilidade em cooperação com TSO. Comprador de flexibilidade para congestionamento local gestão.	Mercado comum (TSO e DSO). Ou mercado central coordenado por TSO e mercado local pelo DSO.	Considera minimização de custos do DSO e TSO
Mercado de flexibilidade integrado	Comprador de flexibilidade para congestionamento local gestão.	Mercado comum (operador independente de mercado).	Maior disponibilidade de pagamento

63. As estruturas supracitadas influenciarão em procedimentos técnicos, como por exemplo, no processo para avaliação e quantificação de serviços ancilares nos sistemas elétrico, e as estratégias de planejamento e monitoramento. Abaixo na Figura 15 alguns exemplos de atividades que serão necessárias para a definição da oferta e demanda ser serviços ancilares por região elétrica.

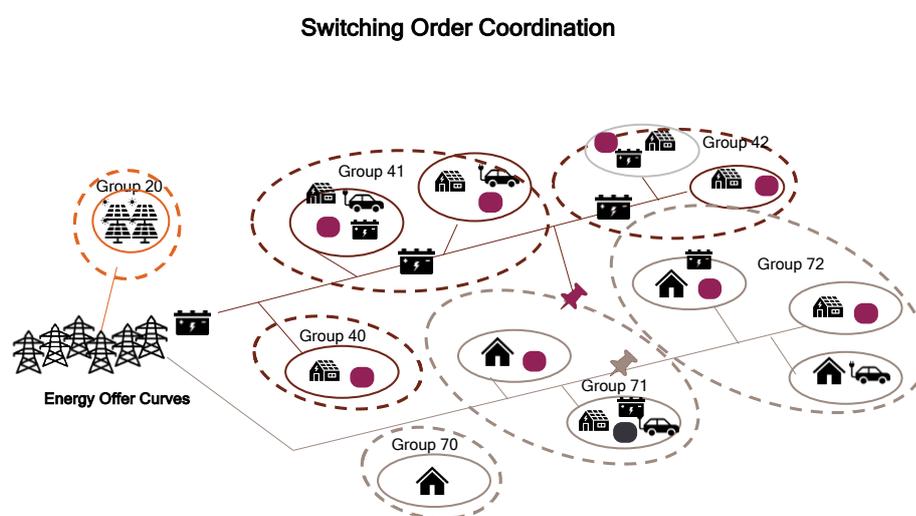
Figura 17 – Será preciso discutir um processo de determinação da oferta e demanda de serviços ancilares por região elétrica na área de concessão das distribuidoras



64. Uma iniciativa recente que já se encontra em fase de contratação (ou seja, não são testes), é a contratação da Generac Grid Services pelas utilities do Arizona (Arizona Public Service - APS)²⁴ e Virginia (Domion)²⁵.

65. Segundo o material disponibilizado pela APS, serão estabelecidos grupos contendo residências com solar fotovoltaica, baterias, carros elétricos e controladores de demanda que poderão ser acionados individualmente pelo agregador (no caso, a Generac Grid Services). Essa dinâmica é apresentada na figura 16 abaixo

Figura 18 – Orquestração de recursos energéticos distribuídos



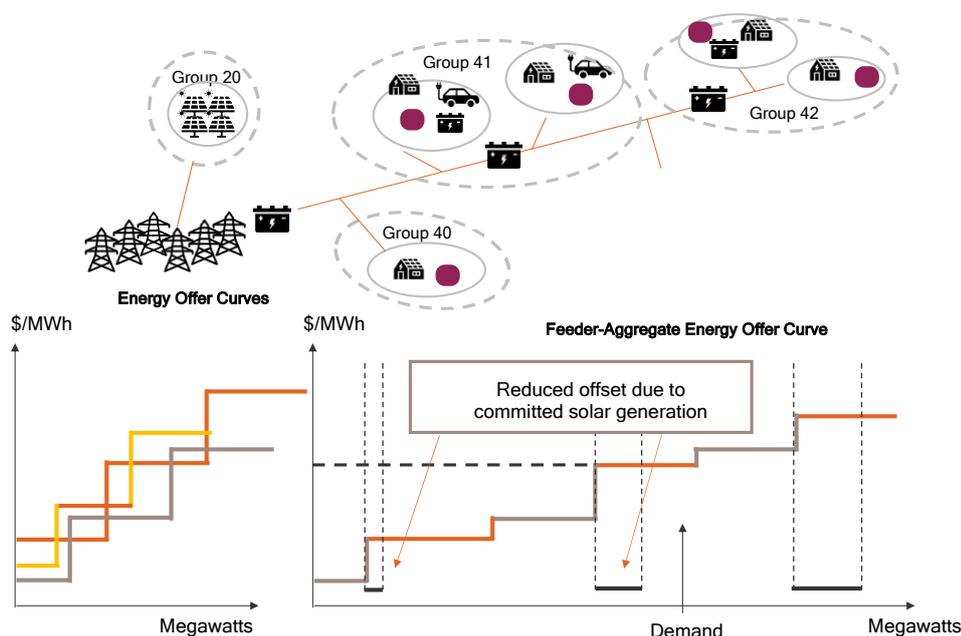
66. Na sequência da análise do material disponibilizado pela APS, depreende-se a adoção de preços por oferta para cada um dos grupos. Em outras palavras, cada consumidor pré-definiria os lances para utilização da sobra de energia advinda da fotovoltaica, da utilização da sua bateria, do seu carro elétrico, redução do termostato, etc. Assim, a plataforma realiza uma espécie de “orquestração” combinando a relação de lances e recursos dos RED dos demais grupos participantes do agregador. Essa dinâmica é apresentada na Figura 17 abaixo

²⁴ <https://investors.generac.com/news-releases/news-release-details/generac-grid-services-deliver-comprehensive-end-end-derms>

²⁵ <https://investors.generac.com/news-releases/news-release-details/generac-grid-services-chosen-deliver-comprehensive-distributed>

Figura 19 – Orquestração de recursos energéticos distribuídos

DERMS - Load Reduction and Generation



67. Em 2020, a Australian Energy Market Operator (AEMO) publicou um Position Paper²⁶ em que foi apresentando um *roadmap* contendo 9 fases para permitir maior inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) no sistema elétrico. Embora a Austrália não possua quantidades relevantes de empreendimentos de pequenas centrais hidrelétricas, as ferramentas e metodologias que serão apresentadas a seguir podem ser aplicadas sem prejuízo às PCHs no contexto brasileiro.

68. Conforme comentado nas seções precedentes sobre a experiência alemã, as PCHs podem prestar serviços ancilares tanto na forma individualizada como sob a forma agregada. Ressalta-se que o fato de a Austrália estar implantando reformas no presente momento reforça essa importante experiência internacional para ser acompanhada pelo Brasil. Nessa linha, nos próximos itens, sempre que o termo Recursos Energéticos Distribuídos (RED) for mencionado, as PCHs estão inclusas neste conceito.

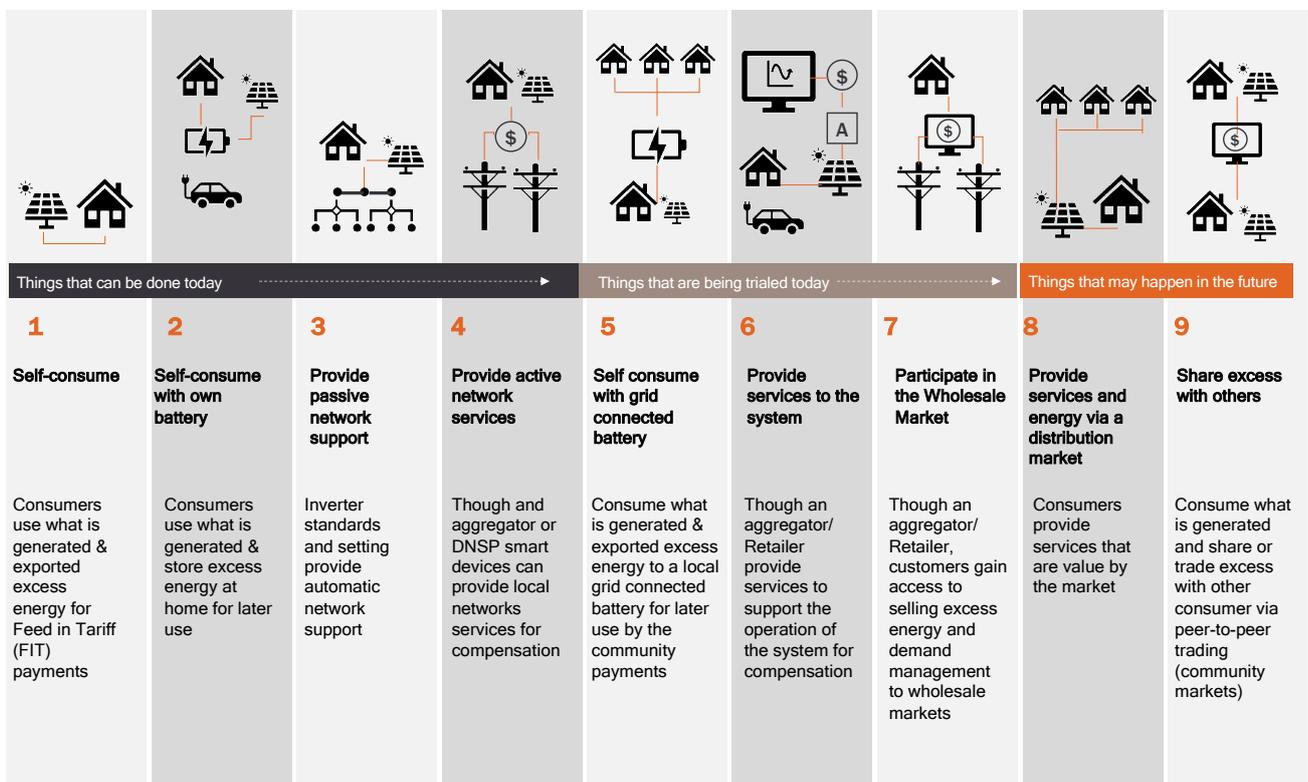
O *Roadmap* em implantação na Austrália é apresentado na Figura 2 abaixo. Conforme pode ser depreendido, atualmente a Austrália está implantando as fases

²⁶ <https://www.energynetworks.com.au/resources/reports/2020-reports-and-publications/open-energy-networks-project-energy-networks-australia-position-paper/>

5 a 7: por meio de agregadores, os consumidores que detêm bateria ou geração fotovoltaica poderão negociar sobras de energia no mercado atacadista e prestar serviços à rede elétrica.

69. Por sua vez, as fases 8 e 9 representam alvos que serão buscados em aperfeiçoamentos futuros: os serviços prestados à rede pelos consumidores serem remunerados pelo mercado e as transações das sobras de energia serem realizadas no modo *peer-to-peer* trading Community Market (negociações locais entre agentes da mesma rede elétrica sem uma parte mediadora).

Figura 20 – Roadmap integração do RED na Austrália

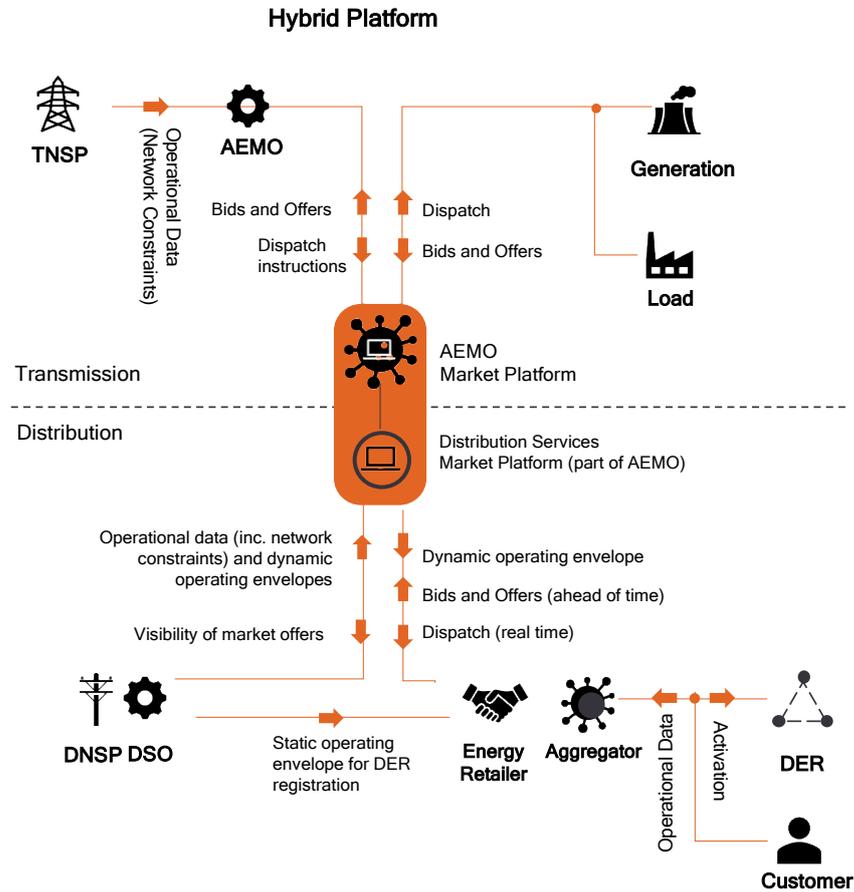


70. No referido Position Paper também foram apresentadas 4 estruturas de mercado a serem estudadas para serem consideradas na integração dos RED. Após a realização de consulta pública pela AEMO, foi escolhida a estrutura denominada de “híbrida”, a qual é apresentada na Figura 3 abaixo.

71. Na estrutura híbrida, a Distribuidora (Distribution Network Service Provider - DNSP) gerencia e comunica as restrições da rede de distribuição aos agentes RED. Por

sua vez, a AEMO é responsável pela plataforma de mercado que otimiza todos os lances dados pelos RED. A Figura 19 resume os relacionamentos na estrutura híbrida.

Figura 21 – Modelo Híbrido



72. O referido Position Paper expõe visão sobre as vantagens e desvantagens do Modelo Híbrido. Com relação às vantagens, os participantes do mercado interagem com uma única entidade (AEMO) por meio de uma plataforma bilateral que atua como uma entidade independente, neutra e transparente, funcionando como um facilitador de mercado.

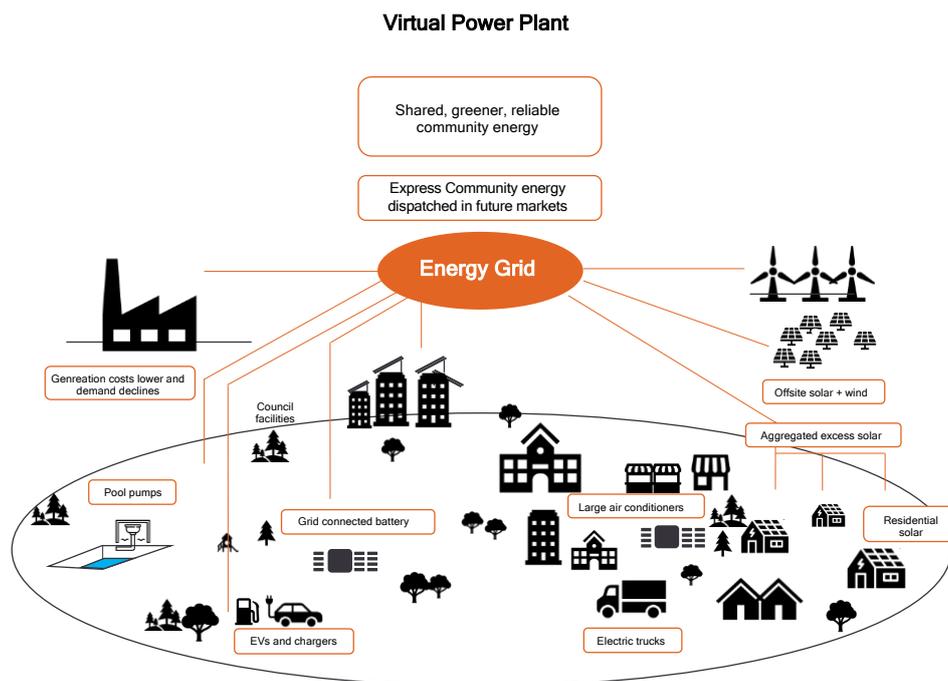
73. Adicionalmente, a aquisição, despacho e liquidação dos RED também é operado por uma única entidade (AEMO). O DSO calcula os lances operacionais dinâmicos baseado na compreensão e no acesso direto a dados e restrições de operação de rede.

74. Por sua vez, com relação às desvantagens, o papel da AEMO está sendo expandido – e isso exige recursos financeiros adicionais. Adicionalmente, o DSO não tem controle direto sobre o RED conectado à rede de distribuição, e tendo em vista que a disponibilidade desses RED é adquirida e despachada pela AEMO, tal situação poderia resultar em conflitos de regime de operação entre o DSO e AEMO. Para evitar isso, é necessária uma interface entre o DSO e AEMO para troca de informações de maneira ágil sobre as restrições da rede de distribuição e os lances serem operacionais

Além dessa iniciativa, vale destacar o Project Symphony. Trata-se de uma ação coordenada entre a Western Power, Synergy e AEMO e apoiada pela Energy Policy WA (EPWA). O Projeto Symphony tem como objetivo testar, sob o ponto de vista técnico e de desenho de mercado, o cenário em que sistemas de distribuição contenham uma elevada e crescente penetração de RED.

75. O Projeto considera o acionamento de cerca de 900 RED, os quais incluem sistemas fotovoltaicos no telhado, baterias atrás do medidor (BTM), sistemas elétricos de aquecimento de água e condicionadores de ar em cerca de 500 residências. Serão testados acionamentos desses RED visando a redução dos custos de energia elétrica para os consumidores e a melhoria da confiabilidade do sistema elétrico. A Figura 20 abaixo ilustra a visão geral dessa dinâmica.

Figura 22 – Visão Geral Projeto Symphony



76. O Projeto Symphony é composto por 8 Work Packages (WP), conforme ilustrado na figura 21 e comentado na Tabela 6 abaixo.

Figura 23 – Modelo Híbrido

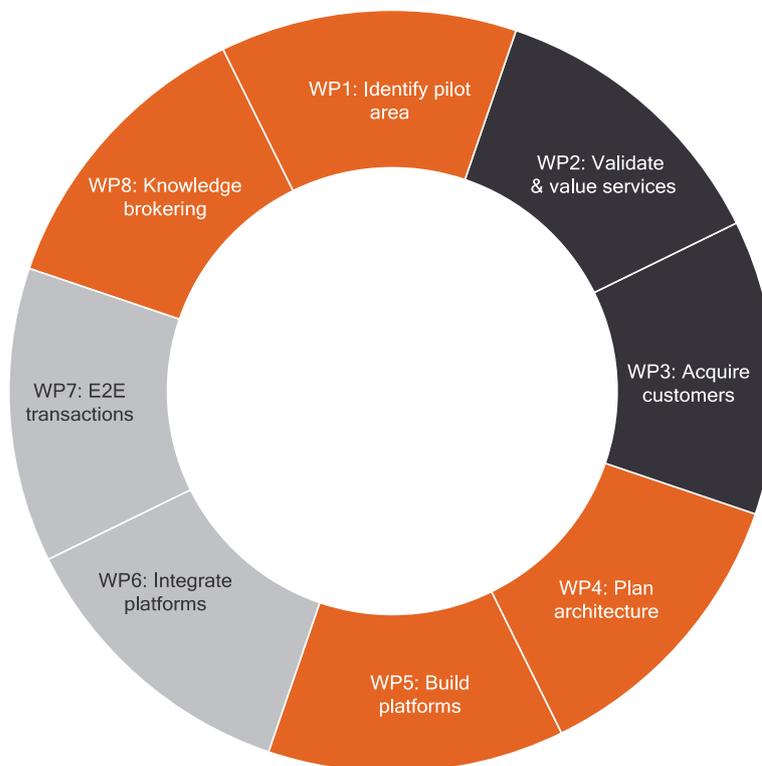


Tabela 6 – Síntese das atividades dos work packages

WP	Síntese das atividades
1	Identifica a rede elétrica mais adequada para a implantação do projeto. Foi escolhido o bairro de Southern, um subúrbio de Perth, Austrália Ocidental, localizado na cidade de Gosnells. Uma área rural, com uma população com cerca de 500 pessoas
2	Identificação das principais barreiras que podem proibir a captura de valor e oportunidades trazidos pelo RED para otimizar os resultados em todo o ao sistema. Quantificação dos riscos técnicos e financeiros trazidos pelo RED à rede elétrica e ao mercado atacadista de energia.
3	Trata-se do recrutamento do RED. Visa identificar o perfil de unidades consumidoras e como essas respondem aos estímulos.
4	Acordo entre AEMO, Western Power e Synergy sobre os papéis e responsabilidades para o desenho dos requisitos para as plataformas DMO, DSO e agregadores, que permitirão a comunicação de constrangimentos, licitações e ofertas aos clientes e ao mercado.
5	Construir as plataformas DMO, DSO e Agregador para orquestrar o DER dentro da área piloto e facilitar a entrega de energia, rede e serviços essenciais do sistema.

6	Desenvolver requisitos e autorizações de visibilidade de dados. Desenvolver acordos de compartilhamento. Fazer integração de APIs (<i>Application Programming Interface</i>) das plataformas do DMO (Distribution Market Operation), DSO (Distribution System Operator) e Agregador.
7	Testes de comunicação, execução e performance das três APIs (DMO, DSO e Agregador)
8	Avaliação sobre viabilidade de regulamentação e comercialização

77. Os 8 workpackages supracitados estão alinhados à realização de 36 ações previstas no Roadmap de RED. Em abril de 2022, a Government of Western Australia Energy Policy publicou um Relatório Progresso informando o estágio de execução de cada uma dessas ações²⁷.

Dentre as 36 ações, 13 delas estão relacionadas à análise regulatória para abrigar o tema de agregação de RED. Na Tabela 7 abaixo são apresentados o status e a descrição de cada uma dessas ações.

Tabela 7 – Status e síntese das atividades das ações previstas no roadmap de integração dos RED

Ação	Status e síntese das atividades
6	Completa. Até dezembro de 2020, implementar medidas adequadas de medição e liquidação para armazenamento de distribuição.
7	Completa. Até dezembro de 2020, garantir que o Código de Acesso às Redes permita que a Western Power recupere os custos apropriados associados ao uso eficiente do armazenamento de distribuição sob sua receita regulada.
8	Em andamento. Até junho de 2023, as Regras Técnicas serão atualizadas conforme necessário para esclarecer os requisitos para armazenamento de baterias de distribuição além do tratamento atual como gerador e carga.
11	Em andamento. Até dezembro de 2022, elaborar minuta de regulamentação para refletir um padrão de tensão mais adequado para um ambiente de elevada participação RED.
25	Completa. Até maio de 2022, identificar os requisitos da legislação e da estrutura regulatória, incluindo prazos para desenvolvimento e implementação para estabelecer funções de DSO e DMO.
26	Em andamento. Até dezembro de 2023, finalizar protocolos de comunicação entre DSO e Operador do Sistema, dos dados e requisitos de tecnologia para prever e publicar com precisão as restrições operacionais na rede de distribuição.
27	Em andamento. Até outubro de 2023, implementar Regras do WEM para permitir o desenvolvimento da funcionalidade DMO e a participação do agregador de RED no WEM. E até julho de 2025, iniciar a implementação das mudanças nos arranjos do mercado atacadista necessárias para permitir a participação RED no mercado atacadista por meio de um agregador.
28	Completa. Até junho de 2022, introduzir acordos de conexão de rede adaptados que permitem que o DSO, uma vez estabelecido, interaja com dispositivos na rede de distribuição.
29	Em andamento. Até julho de 2024, entregar uma estrutura legislativa e regulatória de DSO / DMO, para transição para início em outubro de 2025.

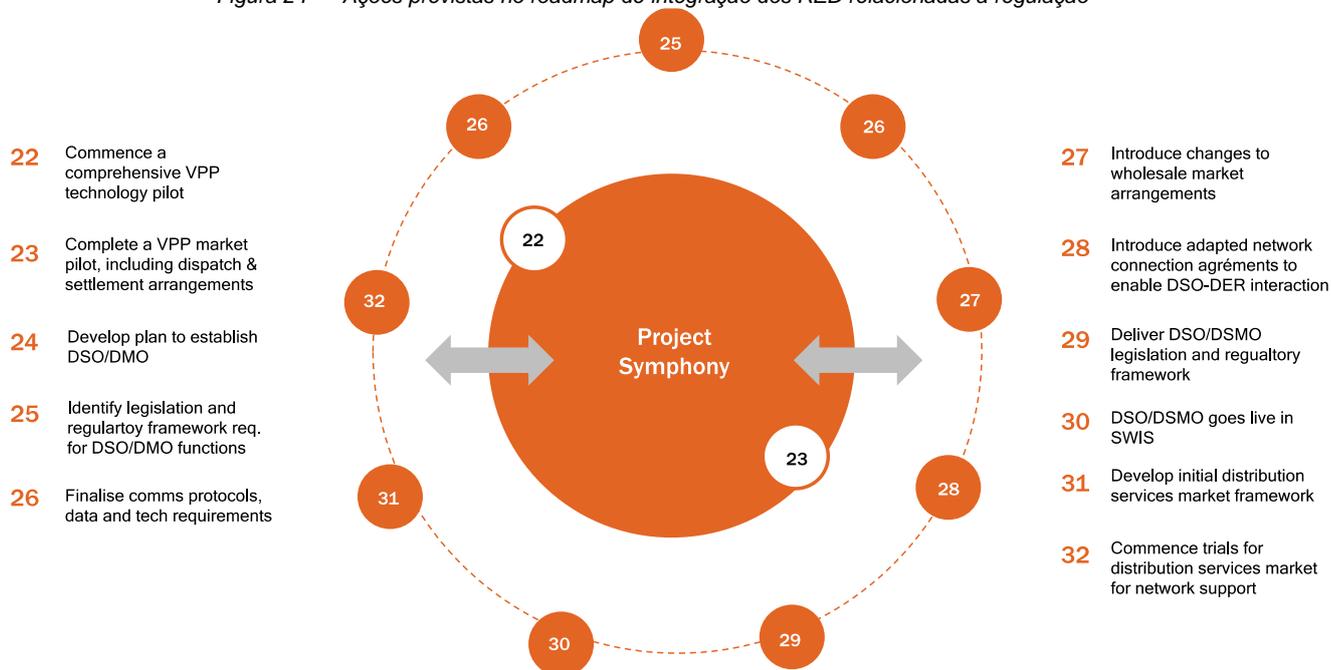
²⁷ https://www.wa.gov.au/system/files/2022-06/Distributed-Energy-Resources-Roadmap_second-year-update-WEB.pdf

30	Em andamento. Até outubro de 2025, DSO e DMO iniciarão coordenação de RED para fornecer serviços à rede e ao mercado atacadista e com regras que os compensem adequadamente.
29	Em andamento. Até julho de 2024, entregar uma estrutura legislativa e regulatória DSO / DMO, para transição para início em outubro de 2025.
33	Completa. Até setembro de 2020, avaliar a aplicabilidade do Direito de Dados do Consumidor aos clientes de energia da Austrália Ocidental e iniciar a avaliação de uma estrutura regulatória aplicável aos dados do cliente.
35	Em andamento. Até outubro de 2023, estabelecer uma estrutura regulatória no SWIS para novos modelos de negócios de serviços de energia para garantir o acesso ao Ombudsman de Energia e que os esquemas e isenções de dificuldades sejam aplicados adequadamente.

78. Conforme pode ser depreendido da Tabela 7 acima, importantes aspectos relacionados à regulamentação voltada para a definição da remuneração dos RED bem como a determinação de critérios técnicos ainda serão discutidos. A previsão de conclusão da regulamentação é julho de 2024 e a integração dessas regras de mercado dos RED ao mercado atacadista será até outubro de 2025.

79. A figura 22 abaixo ilustra a relação do Project Symphony com as ações do roadmap nº 22 a nº 32, as quais estão mais voltadas à legislação e regulamentação técnica e comercial de RED.

Figura 24 – Ações previstas no roadmap de integração dos RED relacionadas à regulação



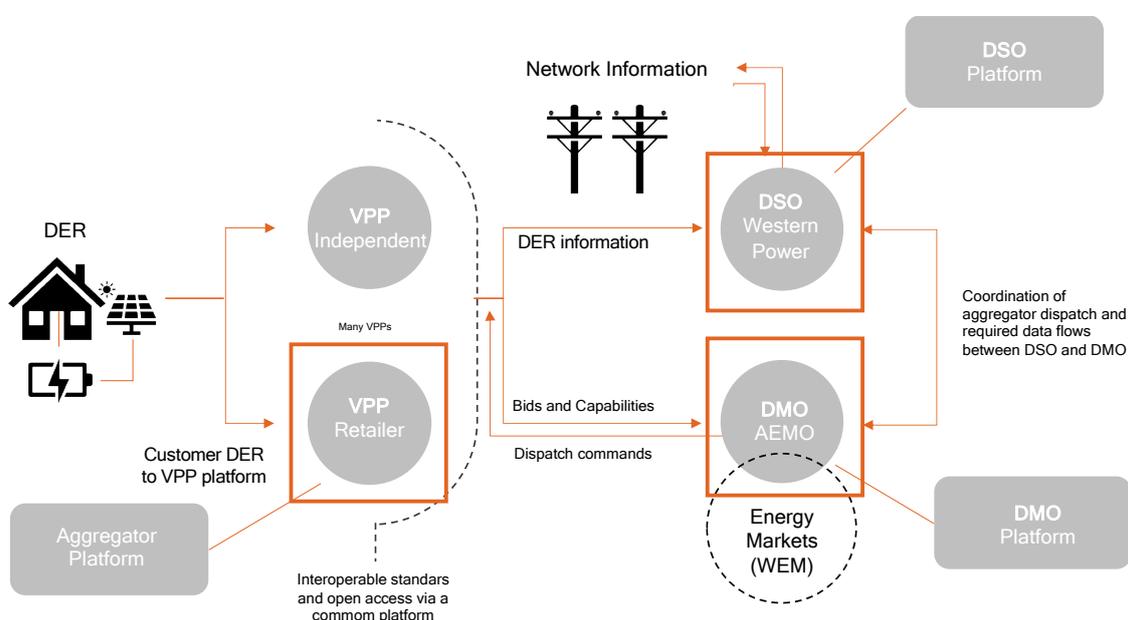
80. Em síntese, as discussões sobre as legislações e regulamentações supracitadas serão para permitir a interação entre as três plataformas: DSO, DMO e Agregador (figura 23 abaixo) – as quais são denominadas de “end – to – end solution”. E tal

interação entre essas plataformas deverá proporcionar a orquestração dos RED de tal modo que mantenha os níveis de confiabilidade da rede elétrica.

81. Estão sendo considerados 4 cenários end – to – end solution para as plataformas supracitadas (figura 23 abaixo):

1. Energy Services – Bi-directional Energy - Balancing Market:
2. Serviços de suporte à rede
3. Restringir a zero
4. Serviço Ancilar Essential System Service (ESS) - Contingency Raise:

Figura 25 – Cenários end – to – end solution para as plataformas DSO, DMO



82. No Cenário 1, os RED atendem o Balancing Market, que é um mercado sob a modalidade “gross pool”, ou seja, mandatório – toda energia produzida é considerada. Ao passo que para fins de contabilização, a energia é considerada sob a forma de “net pool”.

83. Todas as instalações cadastradas, incluindo as instalações de geração agregada de RED devem estar disponíveis para participar e devem cumprir as instruções de despacho resultantes do Operador do Mercado (AEMO).

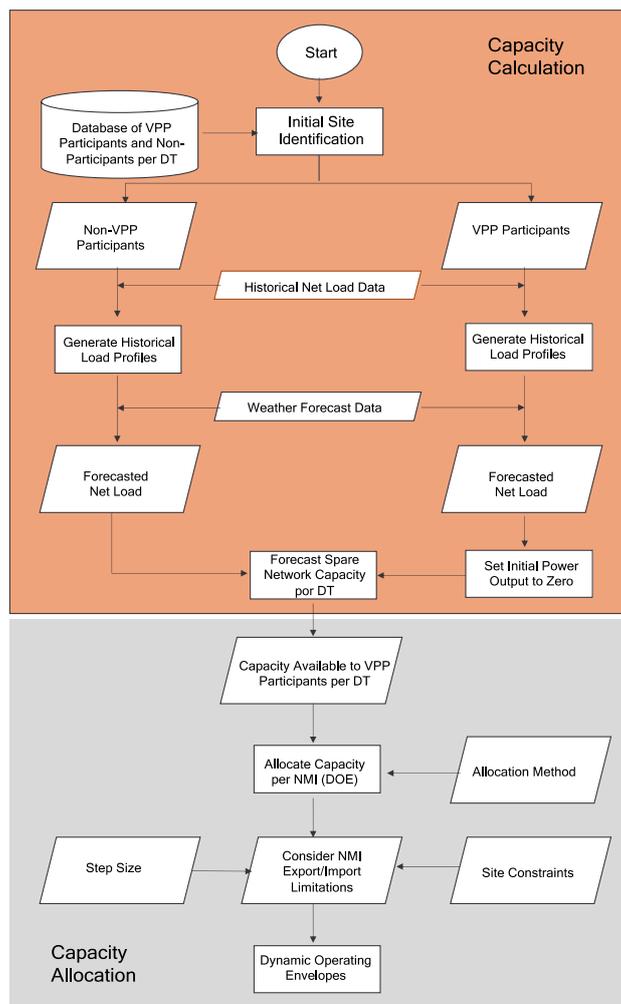
84. O Agregador é capaz de fazer bids de venda e de compra. A energia no *Balancing Market* é aderida por um sistema *Dynamic Operating Envelope* (DOE), fornecido pelo operador do sistema de distribuição, o qual é projetado para maximizar ou

aumentar a capacidade da rede elétrica em transferir energia renovável em um determinado momento.

O “*DOE Calculator*” calcula a solução de fluxo de carga para o caso em que uma combinação de padrões de carga e geração atinge o limite técnico de um elemento de rede, limites térmicos para quaisquer ativos primários ou limites padrão de tensão nos pontos de conexão.

85. O software executa continuamente resultados de fluxo de carga de média tensão (MT) e baixa tensão (BT) para identificar elementos de rede restritivos e limites de capacidade da rede, gerando DOEs com base nesses resultados usando um dos três métodos de cálculo de capacidade. A solução também prevê a carga em cada *National Metering Identifier* (NMI), tanto para participantes da VPP quanto para outros, para cada intervalo de tempo do envelope. A figura 24 abaixo ilustra essa dinâmica.

Figura 26 – Fluxograma do Dynamic Operating Envelope



86. Por sua vez, no Cenário 2, ocorre o Serviço de Suporte à Rede. Trata-se de um serviço contratado junto a um gerador, varejista ou Agregador de RED, pelo Operador de Rede/DSO (Western Power) para ajudar a gerenciar ou resolver restrições de rede localizadas.
87. Um exemplo de serviço de suporte de rede seria o de aliviar a demanda de eletricidade de pico no nível de distribuição ou fluxo de energia reverso e/ou problemas de tensão local identificados pelo DSO a um custo menor do que o aumento tradicional, como transformadores maiores, mais 'postes e fios' ou capacidade de expansão
88. O Cenário 3 refere-se à 'Restringir a Zero'. Nesse caso, a Plataforma da AEMO é instruída restringir a saída de energia do RED para exportação zero (líquido) ou saída zero (bruto) no ponto de conexão. A intenção é que este seja oferecido como um serviço de mercado.
89. E por fim, no Cenário 4, os RED provém o serviço ancilar chamado de *Contingency Raise*²⁸, que é acionado quando é identificado um desvio de frequência. Os recursos distribuídos são acionados a restaurar a frequência a um nível aceitável no caso de um "evento de contingência", como a perda repentina de um grande gerador ou carga.

Trata-se de uma resposta rápida para manter a frequência dentro da rede dentro dos limites. No Brasil, o *Contingency Raise*, seria equivalente à Reserva Girante provida pelas hidrelétricas.

Como na Austrália não possui quantidade significativa de PCHs, o Project Symphony considera que a reserva será provida por meio de baterias gerenciadas por Energy Management System (EMS). Ou seja, por meio de eletrônica de potência é feita uma emulação da reserva girante (Battery Energy Storage System – BESS). No entanto, no contexto brasileiro o conjunto coordenado de PCHs pode prestar serviços de maior porte.

²⁸ Atualmente as distribuidoras, por meio de acordos operativos, exigem serviços de Contingency Raise para as hidrelétricas sem remuneração.

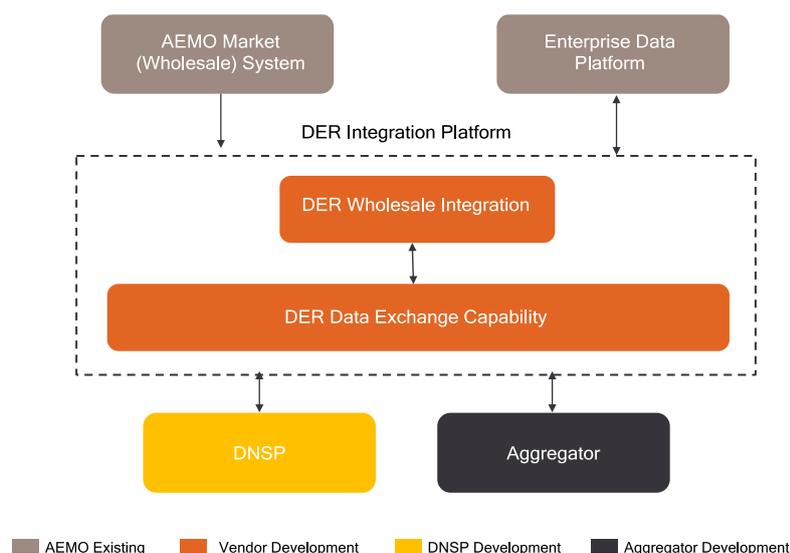
90. Os 4 cenários supracitados serão testados sob várias funções, observando a integração entre as plataformas. Abaixo alguns exemplos são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Funções a serem testadas

Função	Teste de funcionalidade
Dados de Restrição e Instalação de Processo	A capacidade do AEMO de avaliar o comportamento de grupos agregados ou ativos de DER (instalações)
Gerenciar lances e ofertas	A capacidade da AEMO de receber e gerenciar lances e ofertas de mercado por Agregadores
Variáveis de teste modificáveis pelo usuário	Para facilitar o teste, os dados de variáveis operacionais e de mercado precisam ser modificados antes do teste e durante o teste como parte da configuração e execução do teste
Gerenciar instruções de despacho e sinais de controle	A capacidade do AEMO de enviar instruções de despacho ou sinais de controle ao Agregador para fornecer serviços e receber um compromisso
Relatórios e Avaliação de Desempenho	A capacidade da AEMO de avaliar e validar se a instalação de DER agregada fornece o nível de energia e o impacto no preço e custo para operar o mercado

91. Sob o ponto de vista conceitual, foi identificado que a troca de dados e as interações comerciais, relacionadas aos requisitos de mercado e de rede, serão mais bem gerenciadas e facilitadas por meio de uma única plataforma de Integração RED, na forma de um hub central. Isso minimiza a necessidade de plataformas individuais se integrarem diretamente entre si. Essa dinâmica é apresentada na Figura 25 abaixo.

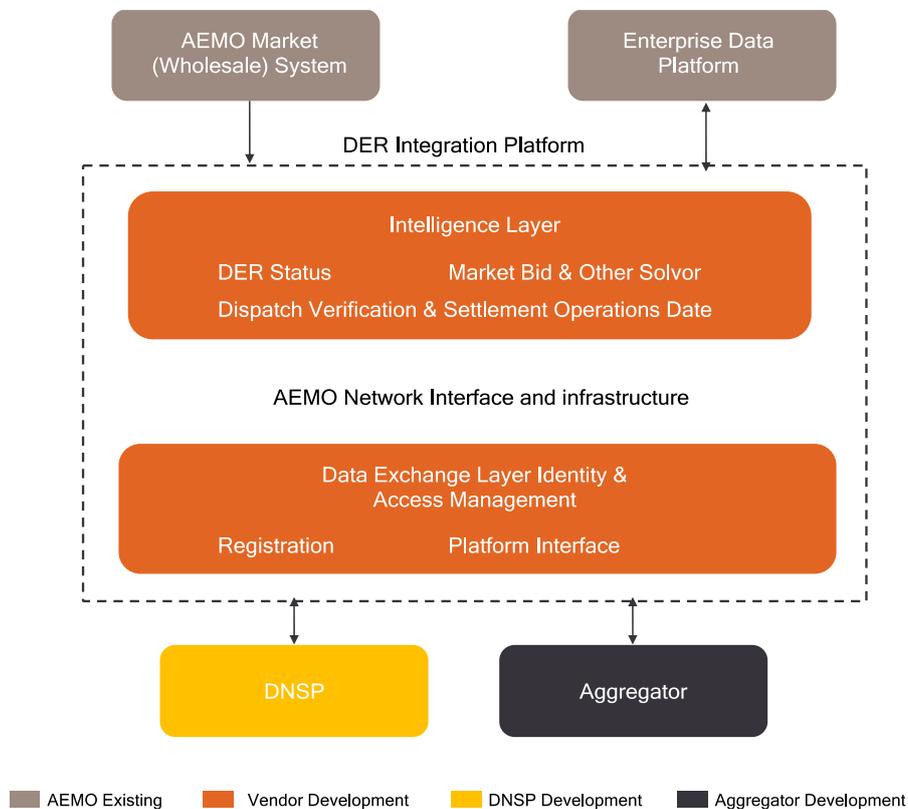
Figura 27 – Hub de integração de plataformas



92. O Hub de integração supracitado será desenvolvido em duas camadas, uma camada de inteligência e uma camada de troca de dados. A camada de troca de dados fornece gerenciamento de identidade e acesso por meio de interface de plataforma que permite aos participantes do mercado registrar, enviar e acessar dados e receber instruções.

93. Por sua vez, a camada de inteligência é o “motor” das regras de mercado e banco de dados, onde (i) lances de compra e venda de energia serão consolidadas, (ii) as instruções de despacho são geradas e (iii) a validação e liquidação dos serviços de mercado ocorrerá. Essa dinâmica é apresentada na Figura 10 abaixo

Figura 28 – Plataformas a serem integradas



94. Conforme mencionado anteriormente, os RED precisarão ser despachados de forma assegurar a confiabilidade na rede elétrica. Além dos desenvolvimentos de plataforma supracitados, também será necessário implantar uma análise de custo-benefício do valor econômico trazido pelos RED.

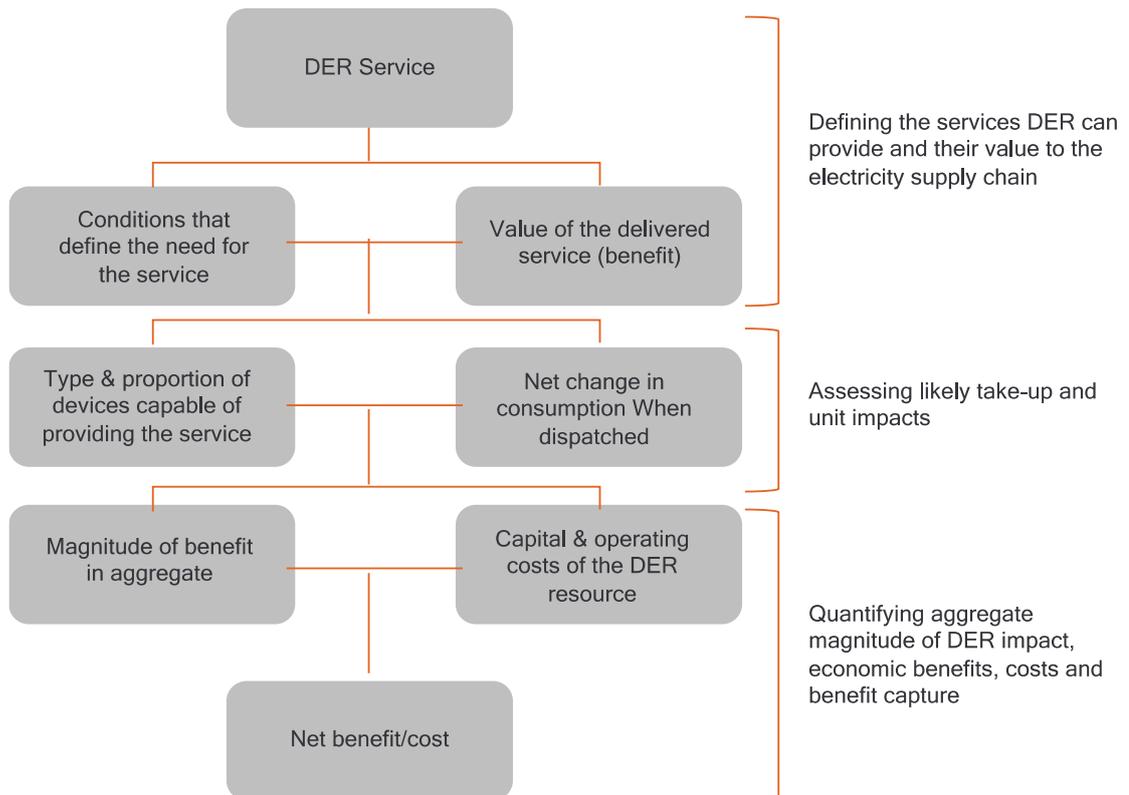
95. A análise de custo-benefício (CBA) é uma técnica clássica utilizada por empresas e governos que buscam identificar o valor relativo de ações ou investimentos

alternativos (de uma perspectiva empresarial) ou políticas ou programas (no caso de decisões governamentais).

Nesse sentido, a CBA envolve identificar e quantificar os prováveis benefícios da ação, os investimentos necessários, e a análise política ou programa que estão sendo desenvolvidos ou modificados com os respectivos custos que precisariam ser incorridos para realizá-los.

96. Quando os benefícios excedem os custos, a ação, o investimento, a política ou o programa podem ser considerados vantajosos em termos de custo. Os méritos relativos de cursos de ação alternativos também podem ser comparados com base em seu benefício líquido (benefícios totais menos custos totais) ou com o grau em que os custos incorridos alavancam os benefícios recebidos (benefícios totais divididos pelos custos totais).
97. A avaliação de custo-benefício realizada no Project Symphony adotou principalmente uma perspectiva econômica – e não financeira ou operacional. A avaliação econômica conta apenas os custos e benefícios econômicos (quantificados em valores em dólares) e não se preocupa com quem arca com esses custos ou para quem esses benefícios fluem.
98. Desta forma, a análise não leva em consideração os direcionadores comerciais e/ou financeiros ou as posições das entidades individuais envolvidas e, portanto, não pode ser usada para tirar conclusões sobre a viabilidade potencial de um VPP operado por qualquer organização específica, ou participado por qualquer cliente de uso final individual.
99. Uma visão geral da estrutura conceitual usada na metodologia de análise de custo-benefício é mostrada na Figura 27 abaixo. A metodologia visa determinar se os benefícios econômicos esperados de um VPP provavelmente superam os custos que seriam incorridos no estabelecimento e funcionamento do VPP. O principal resultado da análise envolve uma comparação entre um caso base sem orquestração com os benefícios líquidos de um caso de cenário VPP (Net benefit/cost).

Figura 29 – Estrutura conceitual usada na metodologia



100. Na Figura 28 abaixo, são apresentados os custos e benefícios simulados no Project Symphony. Para cada um dos cenários apresentados abaixo foram considerados um prazo de 15 anos, sendo que os valores estão em dólares (ref. 2021). O estudo considerou a participação do Virtual Power Plant (VPP) apenas de clientes residenciais.

101. Os pequenos clientes comerciais também seriam alvos prováveis de participação em (VPP), mas a diversidade do setor comercial de pequeno porte dificulta sua caracterização em uma avaliação desse tipo.

102. Na Figura 28 abaixo, o “Gross Economic Benefit” reflete o benefício econômico total calculado em cada cenário, em termos de valor presente líquido (NPV), excluindo qualquer custo econômico associado à implementação da VPP.

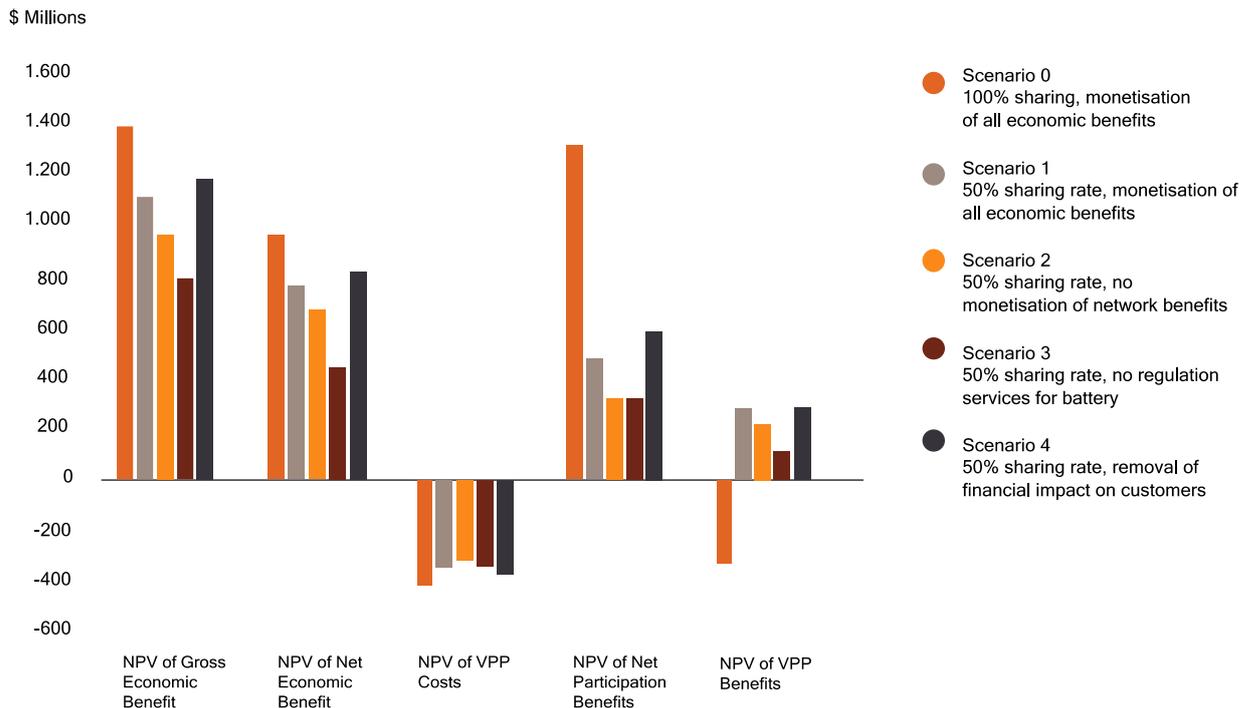
Por sua vez, o “*Net Economic Benefit*” reflete os benefícios econômicos brutos menos os custos econômicos estimados de implementação da VPP, expressos em

termos de VPL. “VPP costs” refletem o custo de implementação do VPP, em termos de VPL.

103. “Net Participant Benefit” é o benefício líquido acumulado para os participantes (sendo os provedores dos dispositivos RED que são orquestrados via VPP) em cada um dos cenários, que reflete: (a) a proporção do benefício econômico que é supõe-se que lhes seja transmitido nesse cenário (por exemplo, a proporção de compartilhamento); (b) os custos iniciais que eles devem incorrer para participar do VPP; e (c) exceto para o Cenário 4, o custo financeiro (de oportunidade) que eles enfrentam ao ceder o gerenciamento de seus dispositivos ao operador do VPP.

104. “VPP benefits” refletem o benefício para o provedor do VPP, levando em consideração: (a) a proporção do benefício econômico que se supõe que eles retenham em cada cenário (por exemplo, a proporção de compartilhamento); e (b) o custo de implementação do VPP

Figura 30 – Sumário dos resultados



105. Os resultados apresentados na Figura 28 acima podem ser resumidos da seguinte forma:

- Todos os cenários produzem benefícios econômicos brutos positivos. O benefício econômico máximo que é produzido no Cenário 0 é significativo,

chegando a monte de pouco mais de US\$ 1,4 bilhão ao longo de 15 anos em termos de valor presente, com base em um custo ponderado de capital (WACC) de 4%;

- Os benefícios econômicos brutos diminuem à medida que os demais cenários, 1 a 3, são simulados. Isso se deve a:
- Cenário 1: Menor participação do cliente no VPP devido à aplicação de uma taxa de compartilhamento menor;
- Cenário 2: Menor participação do cliente no VPP devido à aplicação de uma taxa de compartilhamento menor e a incapacidade de monetizar um dos benefícios econômicos (os benefícios relacionados à rede);
- Cenário 3: Menor participação de clientes no VPP devido à menor taxa de compartilhamento e menores benefícios econômicos brutos devido à suposição de que as baterias não são capazes de fornecer aumento de regulação e serviços mais baixos.
- No Cenário 4, os benefícios econômicos brutos aumentam na maior parte do caminho de volta ao nível do Cenário 0. Isso é resultado da remoção de uma fonte significativa de custo de oportunidade para o cliente, que tem como resultado o aumento da aceitação.

Os benefícios econômicos líquidos máximos de US\$ 967 milhões no horizonte de tempo de previsão de 15 anos ocorrem no Cenário 0; eles caem para pouco mais de US\$ 776 milhões e US\$ 671 milhões nos Cenários 1 e 2, e para US\$ 453 milhões no Cenário 3.

3 Reflexões para o Brasil

106. Em 23 de dezembro de 2021, a Resolução Normativa ANEEL nº 965, a qual posteriormente teve seus dispositivos consolidados na Resolução Normativa ANEEL nº 1009, 22 de março de 2022, passou a permitir a contratação de energia por meio da realização de chamadas públicas pelas concessionárias de distribuição (art. nº 90), visando atender a melhoria de valores dos indicadores relacionados à qualidade de energia elétrica.

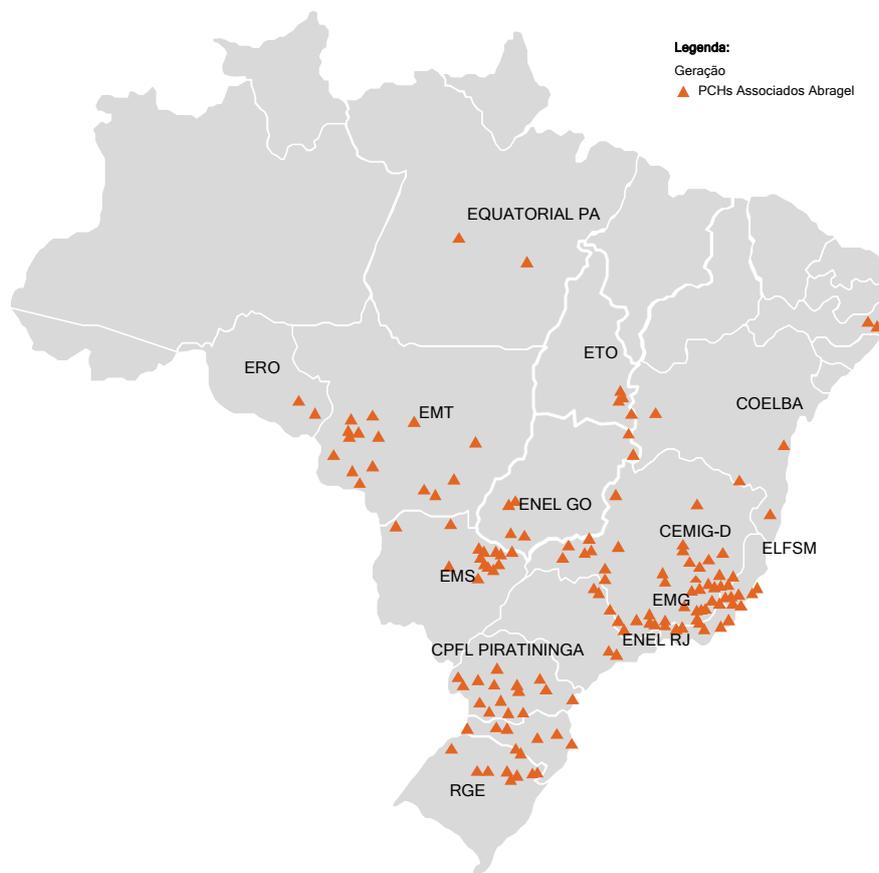
107. Os objetivos dessa modalidade de contratação poderão ser a melhoria de valores e indicadores de tensão, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variação de frequência, redução de perdas técnicas, redução de carregamentos de alimentadores e subestações, melhoria no perfil de tensão de alimentadores e melhoria dos seguintes indicadores: duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC), frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC), duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora (DMIC), duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora (DICRI), duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora (DEC) e duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora (FEC).

108. Portanto, face ao exposto, a Thymos Energia entende que o arcabouço regulatório das distribuidoras no Brasil precisa ser revisto para que sejam consideradas soluções que evitem aumentos tarifários desnecessários aos consumidores finais de energia elétrica (soluções Non-wires alternativas) que envolvam a consideração da contratação de ativos de geração existentes para a prestação:

- i) Serviços de flexibilidade (ex.: acompanhamento de carga). Exemplos de experiências da Alemanha, Austrália e Grã-Bretanha apresentados nos parágrafos 36; 41; 47 e Tabelas 2 e 3, deste relatório de contribuição;
- ii) Regulação de tensão. Exemplos de experiências da Austrália apresentado no parágrafo 52 e 87 .
- iii) Regulação de frequência. Exemplo de experiência da Alemanha, Austrália e Grã-Bretanha apresentados nos parágrafos 42, 52 e 89 deste relatório de contribuição.
- iv) Black Start e reestabelecimento em condições de ilhamento. Exemplos de experiências dos EUA apresentados no parágrafo 33 deste relatório de contribuição

Os empreendimentos PCHs dos associados da Abragel encontram-se em pontos estratégicos para o bom funcionamento da rede de distribuição, como por exemplo, os inseridos próximos aos centros de carga ou em finais de linha (Figura 31). Nesse sentido, face ao exposto, a Thymos Energia sugere o estabelecimento pela ANEEL de uma Agenda Regulatória específica para endereçar as questões apresentadas ao longo deste relatório de contribuição.

Figura 31 – Localização dos empreendimentos PCHs dos associados da Abragel



109. A Thymos Energia apresenta na Tabela 9 abaixo uma sugestão de agenda regulatória. São sugeridas 7 linhas de ação. Algumas delas podem ter abertura de consulta pública de forma paralela (exemplo ações # 1 a #3). Porém, outras ações, tais como a #7, precisam aguardar o resultado das consultas públicas anteriores.

Tabela 9 – Sugestão de Agenda Regulatória

#	Ação	Sugestão de abordagem	Data
1	Discussão sobre a implantação de metodologia <i>Non wires alternatives</i> no arcabouço regulatório das distribuidoras	Alteração do atual paradigma de remuneração sobre o ativo de rede: os impactos tarifários aos consumidores finais podem ser amenizados mediante a adoção de <i>Non-wires alternatives</i> , acoplados à serviços ancilares e de flexibilidade prestados por empreendimentos de geração existentes localizados nas regiões elétricas de influência para a postergação dos investimentos na rede de distribuição.	Jun-23
2	Discussão sobre metodologia para quantificação das necessidades de serviços ancilares nos sistemas de distribuição	É necessária a implantação de procedimentos de divulgação das necessidades de contratação de serviços ancilares nos sistemas de distribuição. Para que isso ocorra, de forma transparente, a ANEEL deve solicitar informações periódicas resultantes da saída de sistemas de gerenciamento de distribuição, tais como Advanced Distribution Management Systems (ADMS), e o Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS). Para as distribuidoras que ainda não possuem esses sistemas, a ANEEL pode determinar um prazo para adequação.	Jun-23
3	Discussão sobre a definição dos serviços ancilares a serem prestados nos sistemas de distribuição	Uma vez alterado o paradigma do arcabouço regulatório da distribuição para que as distribuidoras passem a compartilhar com os consumidores as vantagens das soluções <i>Non-wires alternatives</i> (item #1 supra), é necessária a implantação de divulgação sistemática das necessidades de intervenções que possam ser atendidas por meio de serviços ancilares	Jun-23
4	Discussão sobre a atividade de agregação na prestação de serviços ancilares	Tal como apresentado na experiência da Alemanha, é possível (e desejável) a prestação de serviços ancilares por meio da agregação de diversas pequenas centrais hidrelétricas de menor porte. Será preciso discutir a implantação da atividade de agregação na prestação de serviços ancilares.	Jan-24
5	Discussão sobre a interação entre distribuidora e ONS para o estabelecimento de procedimentos de determinação do volume e dos produtos de serviços ancilares a serem fornecidos;	Por meio da agregação é possível que um conjunto de usinas de pequeno porte prestem serviços ancilares para o ONS. Será preciso discutir as condições para que isso ocorra.	Jan-24
6	Discussão sobre definição, implantação, acompanhamento e divulgação de indicadores de custo-benefício na expansão das redes de distribuição.	Tal como apontado na experiência internacional dos EUA, houve uma explosão de custos de distribuição causada pela expansão dos Recursos Energéticos Distribuídos. Atualmente, diversas jurisdições norte-americanas estão avaliando a implantação de <i>Non-wires alternatives</i> . A definição de índices de custo-benefício auxiliará na confirmação da necessidade de realização de chamadas públicas de contratação de serviços ancilares pelas distribuidoras.	Jan-24
7	Discussão sobre modalidades e procedimentos de contratação dos serviços ancilares pelas distribuidoras	As etapas anteriores permitirão a implantação de procedimento sistemático de contratação de serviços ancilares no sistema de distribuição por meio da realização de chamadas públicas pelas concessionárias de distribuição, visando atender a melhoria de valores dos indicadores relacionados à qualidade de energia elétrica e redução de custo de expansão, similar à experiência do RIIO da Grã-Bretanha.	Jun-24

4 Respondendo às perguntas listadas na CP MME nº 145/2021

Nesta seção, a Thymos Energia apresenta sua visão em forma de respostas às perguntas listadas na Nota Técnica nº 33/2022 /CGDE/DMSE/SEE. As respostas também fazem referência às seções anteriores mencionando os parágrafos correspondentes.

1. Qual (ais) instituição(ões) deve(m) ser a(s) responsável(is) por definir os requisitos e validar os atributos de prestação de serviços ancilares?

Resposta: Embora a presente Consulta Pública tenha sido direcionada para os ativos da Rede Básica, é fundamental começar, desde já, a discutir a prestação dos serviços ancilares nas redes de distribuição.

Neste caso, urge uma revisão do atual arcabouço regulatório do cálculo de tarifas das distribuidoras (atribuição da ANEEL). Tal como apresentado no parágrafo 16, vários mercados de energia elétrica estão se deparando com uma explosão de aumento de custos das redes elétricas devido à elevada penetração da geração distribuída. As fontes de geração intermitentes e não síncronas tendem a exigir mais investimentos em rede elétrica – quando não são aplicados e monitorados índices de custo-benefício

Será preciso implantar incentivos para a busca de soluções que não onerem as tarifas dos consumidores finais. Os mercados de energia mais avançados que estão tendo êxito no aperfeiçoamentos de mecanismos para evitar aumentos tarifários desnecessários aos consumidores finais de energia elétrica estão alcançando esse objetivo por meio da revisão do arcabouço da regulação tarifária das distribuidoras e estabelecimento de processo de contratação de serviços ancilares pelas concessionárias de distribuição – tal como apresentado na proposta de rota regulatória da Tabela 9.

A rota regulatória sugerida pela Thymos Energia baseia-se no consolidado das experiências da Grã-Bretanha, EUA e Austrália, cujas empresas de distribuição revisaram os procedimentos no planejamento e expansão de suas redes. Conforme comentado ao longo do texto de contribuição, a regulamentação deve prever avaliação prévia de *non-wire solutions*.

Tal regramento quebrará o atual círculo vicioso e induzirá a um círculo virtuoso (vide parágrafos 37 a 39) no qual o consumidor final, distribuidoras e empreendimentos de geração estejam em uma solução ganha-ganha: passa a ser interesse da própria distribuidora contratar serviços de flexibilidade e serviços ancilares de empreendimentos de geração existentes ou novos quando tal solução apresentar menos dispendiosa do que a expansão da rede elétrica.

Com isso, por exemplo, a expansão da GD solar passaria a ser estimulada nas localidades onde de fato faz sentido (enquanto promover redução de perdas elétricas). A partir de determinado ponto, os reforços na rede devem ser direcionados para *non-wire solutions*.

Portanto, resumidamente, o processo de definir os requisitos e validar os atributos de prestação de serviços ancilares à luz desse relatório de contribuição seria tal como o exposto abaixo:

Instituição	Ação
ANEEL	Tem acesso às saídas dos sistemas de gestão de rede, tal como o ADMS e DERMS. Analisa conforme metodologia de custo-benefício se a distribuidora está considerando expansão de rede que ameniza impactos tarifários, por exemplo, a partir da adoção do Non-wires solutions, acoplados à serviços ancilares e de flexibilidade prestados por empreendimentos de geração existentes localizados nas regiões elétricas de influência para a postergação dos investimentos na rede de distribuição
Distribuidoras	Realiza chamadas públicas visando atender a melhoria de valores dos indicadores de custo-benefício e os relacionados à qualidade de energia elétrica definidos pela ANEEL
ONS	Participa na requisição da prestação de serviços ancilares por meio da agregação de empreendimentos de geração

2. Como aprimorar a integração entre o planejamento da expansão (EPE/MME) com o planejamento da operação (ONS) no que tange aos serviços ancilares?

Resposta: A visão sobre os serviços ancilares deve ser mais ampla, incluindo o nível de distribuição. As distribuidoras precisarão implantar centros de estudos voltados para a análise de oferta e demanda de serviços ancilares em suas redes de distribuição, em processo similar ao realizado pelo NSCAS (*Network Support and Control Ancillary Services*) em implantação na Austrália.

Tal como apresentado na resposta à pergunta 1, a ANEEL teria acesso às saídas dos sistemas de gestão da administração, tal como os sistemas ADMS e DERMS. Para o caso das distribuidoras não terem esses sistemas implantados, a ANEEL poderá estabelecer um período para implantação.

O ADMS e DERMS são ferramentas que apresentam os pontos do sistema elétrico mais propícios para a conexão de novos REDs no sistema de distribuição. O ADMS informa, em tempo real, a localização automatizada de falhas, isolamento e restauração de serviço, redução da tensão de conservação e otimização de fator de potência. Com esses aspectos, o ADMS e o DERMS contribuem para o aumento da confiabilidade e da resiliência da rede de distribuição, pois integram vários sistemas de utilitários, como gerenciamento de interrupções, de informações geográficas, de smart meters, de suportes para ilhamentos e para microrredes.

É importante ressaltar que é fundamental serem implantados esses sistemas sob a ótica de Open Energy, que é um processo de abertura dos dados para intensificar o fluxo de informações entre diferentes plataformas. Ou seja, com o tempo passaria a ter uma integração entre o planejamento da distribuidora com o processo de PAR/PEN do ONS e EPE, a exemplo do que ocorre por meio do *Determining the Optimal Development Path* (ODP), que é um capítulo do plano de expansão da Austrália - o *Integrated System Plan* (ISP).

Em outras palavras, não basta que as informações utilizadas pelas Distribuidoras, ONS, EPE sejam públicas. Deve haver integração “end-end solution” entre distribuidoras (plataformas de negociação de produtos ancilares e de flexibilidade), ONS e ANEEL.

Por exemplo, o ISP incorpora análises prévias de indicadores de custo-benefício na expansão de fontes de expansão integrada da geração e transmissão após a consideração da previsão de demanda e oferta de serviços ancilares no horizonte de 5 anos, por meio do NSCAS (*Network Support and Control Ancillary Services*).

Em síntese, as distribuidoras passam a identificar por meio de estudos a contratação de serviços ancilares e realizam chamadas públicas de contratação desses serviços por meio de empreendimentos existentes ou novos previstos na sua área de concessão. E os resultados dessas chamadas públicas são considerados tanto pelo ONS como pela EPE.

3. Como adotar, de forma preferencial, mecanismos concorrenciais para a prestação dos serviços ancilares? E como tratar, nesse contexto, os ativos existentes que atualmente prestam serviços ancilares de forma compulsória? Como garantir a eficiência da prestação dos serviços ancilares compulsórios?

Resposta: Tal como apresentado nas respostas às questões 1 e 2, os mecanismos concorrenciais sugeridos ao longo desse relatório de contribuição possuem 3 pilares:

- i) Consideração de non-wires alternativas;
- ii) Consideração de indicadores de custo-benefício
- iii) Realização de chamadas públicas de soluções Non-wires alternativas, acoplados à serviços ancilares e de flexibilidade prestados por empreendimentos de geração existentes localizados nas regiões elétricas de influência para a postergação dos investimentos na rede de distribuição que demonstrem melhor relação custo-benefício do que investimentos na rede elétrica de distribuição.

4. Em caso de adoção de mecanismos concorrenciais:

1. Como deve ser a contratação, a precificação, a remuneração e as penalidades para a prestação de serviços ancilares?

Resposta: Após os respectivos estudos das necessidades de serviços ancilares, a distribuidora divulga os pre-requisitos de disponibilidade, rampa de subida e descida dos empreendimentos existentes que atendam às necessidades de flexibilidade e serviços ancilares.

Caso os empreendimentos não cumpram os pré-requisitos durante a prestação do serviço, descontos da remuneração podem ser feitos. A remuneração é declarada pelos empreendimentos existentes nas plataformas de contratação de flexibilidade e serviços ancilares. Os parágrafos 58; 81; 88 e 90 deste relatório de contribuição apresentam alguns exemplos.

2. Como alocar os custos e riscos entre os usuários do SIN?

Resposta: Os custos de contratação recaem somente entre os usuários da área de concessão da distribuidora (consumidores cativos e livres conectados na área de concessão).

3. Quais ganhos de eficiência podemos esperar de mecanismos concorrenciais? Para quais serviços ancilares esses ganhos seriam mais relevantes?

Resposta: Um equívoco que costuma ocorrer com frequência nos debates sobre o aperfeiçoamento da regulamentação de serviços ancilares no Brasil é pressupor que a atualização do processo de contratação e remuneração dos serviços ancilares provocará aumentos tarifários ao consumidor final brasileiro.

Conforme os estudos apresentados nos parágrafos 30 a 35, existem diferenças entre as fontes de geração: algumas aumentam o O&M da distribuidora e exigem investimentos adicionais de reforço da rede (novas subestações, reforços de linha, reforços de proteção, banco de capacitores), ao passo que outras fontes de geração, como as PCHs, postergam esses investimentos.

Desse modo, os ganhos de eficiência que podem ser esperados dos processos concorrenciais é a atenuação dos impactos tarifários aos consumidores finais, tendo em vista que a contratação de serviços ancilares prestados por empreendimentos de geração existentes ocorreria quando apresentarem-se com custo menor de expansão do que a investimentos na rede elétrica.

5. Quais os riscos operacionais e sistêmicos para o SIN devem ser avaliados para definição de serviços ancilares compulsórios ou contratados por meios de mecanismo concorrencial?

Resposta: Embora haja sempre a apreensão para a atuação do mercado na contratação de serviços de flexibilidade e ancilares, existem diversas experiências internacionais que apontam que isso é possível. Isso é contornável por meio de processos e regulamentações que premiem a eficiência e qualidade: por exemplo, empreendimentos de geração que atendem mais rápido às solicitações de despacho da distribuidora, ou que se encontre em localidades de final de linha ou cargas críticas. A sinalização correta dos investimentos fará os empreendedores revitalizarem empreendimentos existentes bem como prever em novos empreendimentos de geração. A contrapartida será o ganho de confiabilidade sistêmica mediante a um menor custo de expansão das redes, conforme sinalizado na resposta à pergunta 3.

6. Como garantir a adequada disponibilidade de recursos para prestação dos serviços ancilares, no atual desenho de mercado?

Resposta: O atual desenho de mercado impõe custos crescentes de rede para os consumidores finais (vide parágrafos 14 e 18). Os atuais sistemas de gerenciamento, tarifação e regulação econômica das tarifas das distribuidoras não sinaliza os melhores

locais para instalação da GD Solar. A GD solar impõe novas exigências ao monitoramento, controle e proteção da rede de distribuição.

Como a rede de distribuição não foi projetada para tais novas condições de operação de mudança de fluxo, passam ocorrer problemas locais de proteção e controle, ocorrência de tensões excessivas, aumento da faixa de variação de tensão e possíveis sobrecargas. Tais situações demandam investimentos adicionais por parte das distribuidoras bem como o aumento do seu custo de operação e manutenção das redes elétricas. E isso se reflete em aumentos tarifários para os consumidores finais.

Em outras palavras, não efetuar mudanças sairá mais caro para o consumidor. Ou seja, sempre haverá recursos para a contratação de flexibilidade e serviços ancilares pois advirão do benefício do custo evitado da expansão da rede de forma não otimizada que ocorre na regulamentação atual (vide parágrafos 14; 18 e 36).

7. Considerando um cenário de contratação por requisitos de serviços ancilares, em linha com a modernização do setor elétrico, quais pontos de atenção devem ser considerados na contratação, em especial quanto à especificação dos serviços?

Resposta: A experiência internacional sinaliza que é necessário considerar as necessidades locais dos sistemas de distribuição. A regulamentação que incorpora soluções *Non-wires alternatives* auxilia bastante esse objetivo ao incentivar a própria distribuidora buscar por essas soluções. Em outras palavras, a distribuidora realiza estudos de sua rede elétrica e contrata soluções que se apresenta menor custo em relação à expansão da rede elétrica.

Em outras palavras, não é recomendável que a ANEEL estabeleça quais os produtos e montantes a serem contratados de serviços ancilares por áreas de concessão. Faz mais sentido a própria distribuidora ser beneficiária de suas decisões de contratação desses serviços.

Desse modo, os objetivos dessa modalidade de contratação poderão, por exemplo, almejar que:

- i) A variação de tensão e na frequência dentro dos limites aceitáveis;
- ii) a operação dos equipamentos fique dentro de faixas normais;
- iii) a operação fique dentro de um determinado grau de confiabilidade;
- iv) melhoria de valores e indicadores de tensão fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variação de frequência, redução de perdas técnicas, redução de carregamentos de alimentadores e subestações, melhoria no perfil de tensão de alimentadores e melhoria dos seguintes indicadores: duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC), frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC), duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora (DMIC), duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora (DICRI), duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora (DEC) e duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora (FEC).

A ANEEL poderá acompanhar a eficiência dos processos de realização das chamadas públicas de contratação de serviços ancilares pela distribuidora por meio da comparação dos resultados das saídas de sistemas de gestão da distribuidora tais como o ADMS e o DERMS. A Agência, inclusive, poderá estabelecer uma Agenda Regulatória específica para determinar a implantação de sistemas para as distribuidoras que não o possuem.

Portanto, em síntese, cada concessionária de concessão será responsável por determinar os produtos de serviços ancilares e os volumes a serem contratados por meio de chamadas públicas. Esse processo se tornará mais ágil e transparente à medida que forem utilizadas plataformas de negociação e os resultados dos sistemas ADMS e DERMS serem integrados com o processo de PAR/PEN do ONS e EPE.

8. Como endereçar a contratação de atributos de flexibilidade e qual a sua interface com a prestação de serviços ancilares?

Conforme exposto neste relatório de contribuição, a elevada penetração de fontes intermitentes sem a adequada contrapartida de serviços de flexibilidade e serviços ancilares podem elevar o tempo médio de duração das interrupções de energia elétrica, de forma proporcional ao nível de penetração dessas fontes na rede elétrica. Essa piora nos índices de continuidade no sistema de distribuição causam perdas econômicas à sociedade.

Por outro lado, existem outras fontes de geração que ampliam o nível de flexibilidade do sistema. Por exemplo, este relatório de contribuição cita o estudo da Oak Ridge Laboratory, em estudo patrocinado pelo U.S. Department of Energy: a partir dos dados históricos de geração entre os anos de 2013 a 2017 do California Independent System Operator (CAISO) foi identificado que as PCH contribuem proporcionalmente mais para o aumento da flexibilidade operacional dos sistemas de distribuição do que as demais fontes, especialmente nas redes com elevada penetração de GD de fonte solar.

Outro estudo citado neste relatório de contribuição, realizado na França, considerando o histórico de investimentos e dados operativos de 2000 subestações entre os anos 2008 e 2018, permitiu rejeitar, sob o ponto de vista estatístico, a hipótese de que a GD Solar traz o benefício do *deferral*, ou seja, o benefício da postergação dos investimentos na rede de distribuição. O referido estudo também sinalizou que as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) são uma das fontes de geração com maior probabilidade de contribuir para a postergação dos investimentos na rede de distribuição da França. Isso ocorre porque o histórico da curva de produção das PCHs possui mais eventos coincidentes no atendimento ao horário de pico de demanda dos sistemas elétricos de distribuição francês.

Portanto, é possível estabelecer parâmetros objetivos para endereçar a contratação de serviços de flexibilidade, como por exemplo, o serviço de acompanhamento de carga. Os empreendimentos de geração que possuem curva de produção com histórico relevante de eventos coincidentes no atendimento ao horário de pico de demanda dos sistemas elétricos, estariam aptos a darem lances em plataforma de negociação.

Neste texto de contribuição foram citados alguns exemplos de plataforma de negociação de flexibilidade: ALF (Alemanha) e Flexible Power (Grã-Bretanha); bem como serviço ancilar de acompanhamento de carga na Austrália (QLFAS = Load Following).

9. É factível incluir a prestação de serviços de flexibilidade também por outros agentes/recursos não previstos na regulação atual?

Resposta: Sim. Nada impede que seja estimulada a entrada de novos agentes para atuar neste mercado de flexibilidade e serviços ancilares.

A regulação pode permitir que agentes agregadores e agentes investidores invistam em plataformas e centros de operação para despachar recursos voltados à prestação dos serviços de flexibilidade e serviços ancilares – seja por meio dos recursos existentes (unidades geradoras atualmente em operação) bem como investimentos adicionais para melhorar a resposta dos empreendimentos de geração – seja para inércia, regulação de tensão, *power system stabilizers* (PSS), curva de capacidade, regulação primária, regulação secundária e terciária – tanto em empreendimentos existentes como em novos empreendimentos.

Por exemplo, uma concessionária de distribuição abre chamada pública para a prestação de serviço de inercia e acompanhamento de carga para uma determinada região elétrica da área de concessão. Um agente agregador pode reunir um conjunto de empreendimentos de geração e assumir determinados investimentos de modo a cumprir os requisitos da chamada pública.

10. Quais seriam os serviços a serem prestados pelos demais agentes/recursos?

Resposta: As melhores práticas de regulação permitem a prestação de quaisquer serviços de flexibilidade e ancilares por todo e qualquer agentes - tanto para empreendimentos existentes como novos. Por exemplo, um empreendedor de transmissão que deseje implantar baterias, dentre outros.

O conceito chave que deve ser preservado é a lógica econômica de eficiência de postergar investimentos futuros na rede de distribuição bem como reduzir os custos de O&M da distribuidora. Os vencedores das chamadas públicas promovidas pela distribuidora bem como os critérios usados nas plataformas de negociação devem considerar parâmetros de custo-benefício.

Para isso ter êxito, a regulamentação tarifária deve induzir a distribuidora a de fato ter benefício em avaliar soluções non-wires alternativas antes da decisão de expandir a rede elétrica.

11. Quais serviços ancilares adicionais aos atualmente normatizados podem ser estabelecidos e quais agentes estariam aptos a prestá-los?

Resposta: Tal como apresentado ao longo deste relatório de contribuição e na resposta da pergunta 7, o ideal é que cada distribuidora identifique os serviços ancilares que melhor postergam os investimentos na rede e ou reduzam os seus custos operacionais. Um exemplo é a remuneração por black start para um conjunto de PCHs que estejam localizadas em uma área crítica do seu sistema de distribuição (parágrafo 33). A remuneração pode ser fixa por disponibilidade, caso seja conveniente. Esse modelo pode atrair inclusive novos investimentos em empreendimentos existentes.

12. A remuneração de serviços de flexibilidade em mecanismos de liquidação de curto prazo seria factível para viabilizar novos investimentos?

Resposta: Sim. Tendo em vista que a capacidade da usina é uma só, a qual pode ser dividida na produção de energia, serviços de flexibilidade ou serviços ancilares – sempre haverá um custo de oportunidade envolvido.

No parágrafo 13 é ilustrado o exemplo de liquidação do mercado de serviços ancilares da Austrália que considera a possibilidade de empreendimento de geração prestar, simultaneamente, mais de um serviço ancilar – como por exemplo, os serviços de de Acompanhamento de Carga, Rejeição de Carga e Reserva Girante.

A Tabela 4 apresenta diversos modelos conceituais expondo diferentes possibilidades de assunção ou compartilhamento de responsabilidades entre a distribuidora, operadora de mercado e operador do sistema na contratação de serviços ancilares na distribuição. A Thymos Energia depreende que o Local Ancillary Service Market Model (LASMM) tende a ter uma adaptação mais fácil ao modelo brasileiro.

5 Contatos

João Carlos de Oliveira Mello jmello@thymosenergia.com.br	Presidente
---	------------

Alexandre Viana alexandre.viana@thymosenergia.com.br	Diretor de Consultorias
---	-------------------------

Victor Ribeiro victor.ribeiro@thymosenergia.com.br	Gerente de P&D e Inteligência de Mercado
--	---

São Paulo, 8 de março 2023.