



INTERFACE TSO-DSO: ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO ENTRE A OPERAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E A OPERAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

PRODUTO II.A

Produto II.A – Caracterização de suprimento de serviços pelos REDs

Preparado para
ONS

Dezembro de 2024

Sumário

1	Introdução.....	5
1.1	Motivação.....	5
1.2	Objetivos do projeto.....	6
1.3	Estrutura deste relatório	6
2	Resumo executivo.....	8
2.1	As 4 macro iniciativas e como se relacionam	9
2.2	Diálogo com o contexto brasileiro.....	11
2.3	Condições para implementação das iniciativas.....	13
3	Qualidade da previsão	15
3.1	Conceitual.....	16
3.2	Classificando iniciativas específicas.....	17
3.3	Exemplos de iniciativas específicas	21
4	Produtos despachabilidade.....	25
4.1	Conceitual.....	25
4.2	Classificando tipos de iniciativa	29
4.3	Exemplos de iniciativas específicas	32
5	Atividades comerciais da distribuidora.....	38
5.1	Conceitual.....	39
5.2	Classificando tipos de iniciativa	40
5.3	Exemplos de iniciativas específicas	46
6	Atividades fio da distribuidora	50
6.1	Conceitual.....	51

6.2 Classificando tipos de iniciativa	53
6.3 Exemplos de iniciativas específicas	58
7 Conclusão	63

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Há uma transformação em curso no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), paralela à tendência da transição energética mundial, atuando nos “3D’s”: Descarbonização, Descentralização e Digitalização. Neste sentido, vêm ganhando cada vez mais importância as fontes renováveis e os chamados Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) no lado da rede de distribuição – incluindo desde tecnologias convencionais de geração localizadas no nível de distribuição até geradores renováveis de pequeno porte e majoritariamente de fonte solar fotovoltaica, Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) distribuídos, resposta da demanda na distribuição (RD) e Veículos Elétricos (VEs).

O crescimento dos REDs no sistema exige uma modificação no papel das distribuidoras: torna-se fundamental uma melhor integração entre as fronteiras do “atacado” e “varejo” nos sistemas de potência para tornar os REDs “visíveis” para o Operador do sistema de transmissão (*Transmission System Operator* – TSO), assim potencializando ou induzindo maiores contribuições para a flexibilidade e para o desempenho do sistema e permitindo uma integração adequada e eficiente. Os operadores dos sistemas de distribuição (*Distribution System Operators* – DSOs) têm um papel central nessa dinâmica, sendo a interface TSO-DSO um elemento chave – como destacado, por exemplo, no trabalho seminal do *Massachusetts Institute of Technology* (MIT) sobre a distribuidora do futuro¹, realizado em 2016, e cujas conclusões foram reforçadas em relatório mais recente da IRENA², e na *Order No. 2222 da Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) nos EUA³.

Vale destacar que, ao longo desse trabalho, por vezes as siglas TSO e DSO serão utilizadas para referenciar a atividade de operação do sistema de transmissão e distribuição respectivamente, e por vezes a entidade responsável por realizar essa atividade – explicitando a distinção sempre que houver ambiguidade. Nota-se que o arranjo institucional de diferentes países pode construir a “fronteira” entre as atividades de TSO e DSO de diferentes formas. Atualmente no Brasil, o Operador Nacional do

¹ MIT *Utility of the Future*, 2016, disponível em <https://energy.mit.edu/research/utility-future-study/>

² IRENA (2020), *Innovation landscape brief: Co-operation between transmission and distribution system operators*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

³ A FERC *Order No. 2222* foi aprovada em 2020 com o objetivo de apoiar o desenvolvimento das redes elétricas do futuro e promover competição nos mercados de eletricidade por meio da remoção de barreiras à participação de REDs, de forma agregada, nos mercados organizados de capacidade, energia e serviços ancilares sob responsabilidade dos operadores regionais de rede.

Sistema Elétrico (ONS) é a entidade responsável pela atividade de TSO⁴, enquanto as distribuidoras implicitamente assumem atribuições de DSO adicionalmente às suas outras funções como propriedade e gestão das redes de distribuição e atividade de comercialização regulada.

1.2 Objetivos do projeto

No contexto apresentado acima, o objetivo central desse projeto, de iniciativa do ONS e de execução pelo consórcio formado pelas empresas PSR e Daimon, é a análise da integração das atividades de operação do sistema de transmissão (TSO) e do sistema de distribuição (DSO). O projeto busca analisar e indicar os desafios e avanços necessários para o aperfeiçoamento da coordenação, integração e relacionamento entre os Operadores do Sistema de Transmissão e Distribuição. Essa integração tem como principal objetivo aproveitar eventuais sinergias ao longo da operação do sistema como um todo, permitindo extrair ao máximo o benefício dos REDs. Tais benefícios incluem o oferecimento de flexibilidade operativa como reserva ou serviços ancilares, contribuindo para a segurança, eficiência e menor custo da operação.

À luz das melhores práticas internacionais e após uma contextualização e análise da situação e regulamentação vigente no SEB, o projeto deverá entregar propostas regulatórias e tecnológicas, incluindo aspectos digitais de base e de comunicação de dados, de modo a subsidiar a regulação que permita sua viabilização.

Espera-se que as recomendações propostas contribuam com o processo de modernização do SEB, as quais demandarão avaliação das instituições setoriais, do Regulador e da sociedade, preparando estruturalmente o ONS para enfrentar com eficiência e segurança os desafios da alta penetração dos REDs, de forma integrada com os demais agentes do sistema.

1.3 Estrutura deste relatório

Este produto II.A é o início da “Fase 2” desse Projeto Integração ONS-DSO e traz uma estrutura para a análise e discussão de possibilidades para o tratamento dos REDs, considerando a realidade brasileira e, sobretudo, o novo papel das distribuidoras de energia, chamadas DSOs (*Distribution System*

⁴ Alguns autores diferenciam os operadores das redes de transmissão entre TSO (Transmission System Operator) e ISO (Independent System Operator), a depender se são proprietários ou não da rede que operam. Nesse caso, o ONS seria classificado como ISO, por não ser proprietário da rede, mas o presente trabalho não faz essa diferenciação no uso da sigla.

Operator). A caracterização do suprimento de serviços e produtos pelos REDs foi abordada por meio de **quatro macro iniciativas**, detalhadas ao longo deste documento. Além desta seção introdutória, o presente relatório é estruturado da seguinte forma:

- No Capítulo 2, é apresentado um resumo executivo, contendo as 4 macro iniciativas que foram consideradas, as quais serão detalhadas nos Capítulos seguintes.
- No Capítulo 3, é apresentada a macro iniciativa 1 de **qualidade da previsão**, com a caracterização do assunto e produtos que podem ser desenvolvidos nesse contexto.
- No Capítulo 4, é apresentada a macro iniciativa 2 que trata sobre produtos **despachabilidade**, com detalhamento e aplicações possíveis.
- No Capítulo 5 é apresentada a macro iniciativa 3 que trata sobre as atividades comerciais das distribuidoras.
- No Capítulo 6, é apresentada a macro iniciativa 4 que trata das atividades “fio” das distribuidoras.
- Finalmente, o Capítulo 7 apresenta a conclusão do trabalho desenvolvido.

2 RESUMO EXECUTIVO

Este relatório apresenta, a partir das informações coletadas durante a etapa de diagnóstico (Fase 1 do projeto), um **leque de iniciativas conceituais que podem ser desenvolvidas no Brasil**, no que tange a interface entre os operadores do sistema de distribuição (DSO) e o operador do sistema de transmissão. Tratamos, nesse projeto, de produtos a serem contratados com base nas necessidades de rede controlada pelo ONS e, portanto, com foco em aplicações sistêmicas.

Dessa forma, foi realizada uma caracterização dos produtos que podem ser desenvolvidos no contexto nacional, partindo de 4 macro iniciativas que exploram o potencial de contribuição dos REDs sob uma ótica de operação e desenho de mercado, assim como o papel fundamental prestado pelos DSOs como intermediador dos REDs. A partir das análises e conclusões trazidas nos relatórios anteriores, considera-se que uma operação coordenada entre TSO e DSO é elemento chave para o máximo aproveitamento das sinergias.

Um documento desenvolvido pela International Renewable Energy Agency (IRENA⁵) publicado em 2019 apresenta uma análise interessante sobre o novo papel dos DSOs ao redor do mundo, trazendo a perspectiva internacional sobre o tema, documento do qual a Figura 1 abaixo foi retirada e traduzida, apresentando as principais transformações postas em prática envolvendo a atividade de DSO.

Figura 1 – Síntese das transformações em curso no mundo envolvendo a atividade de DSO
(IRENA, 2019 – tradução nossa)

Descrição	Principais Transformações
Principais países incentivando a expansão do papel do DSO	Países na União Europeia e EUA
Principais ações de transformação sendo tomadas pelos DSOs	Desenvolvimento de medição inteligente, monitoramento em tempo real, criação de agregadores independentes e estabelecimento de mercados locais
Principais drivers de transição	Postergação de investimentos em rede, gestão de congestões locais, necessidade de controle de frequência com o crescimento das fontes renováveis variáveis
Principais serviços de flexibilidade sendo contratados	Resposta da demanda, inércia sintética, gestão de congestionamento, entre outros

⁵ Future role of distribution system operator – Innovation landscape brief (IRENA, 2019).

2.1 As 4 macro iniciativas e como se relacionam

O aumento do número de conexões de RED na rede de distribuição, assim como o aumento da digitalização e eletrificação pelos usuários conectados na rede de distribuição, são fatores que impulsionam a atividade de DSO para o centro da discussão de transição energética. Essa é uma tendência mundial que também se verifica no Brasil, fazendo com que os operadores dos sistemas de distribuição tenham um papel de destaque na utilização da rede de forma eficiente, com grandes benefícios à interface TSO-DSO.

De acordo com os princípios chave construídos neste projeto, o TSO não deve ter contato direto com os REDs. Os DSOs, além de cumprir esse papel de intermediação entre REDs e TSO, deverão assumir o papel de gestão ativa das redes, com foco não só na segurança e desempenho de suas próprias redes, mas também na necessidade sistêmica com interação e colaboração junto ao ONS. Para que isso seja possível, é imprescindível que questões operativas e regulatórias sejam revistas, de forma a impulsionar um ambiente em que os REDs possam contribuir ativamente com a estabilidade da rede, provendo serviços ou produtos para o sistema por meio de incentivos econômicos.

A experiência internacional mostra que diversos produtos podem ser prestados pelos DSOs por meio da gestão ativa dos REDs, desde que regras e incentivos adequados sejam adotados. Dentre as possibilidades, destacam-se os produtos de controle de frequência e tensão, atendimento à ponta, restabelecimento do sistema e gestão de congestionamento nas redes de transmissão e distribuição, dentre outros. Um elemento chave para promover a competição e evitar “escolher vencedores” é a neutralidade tecnológica na definição destes produtos, que devem ser concebidos com base nas necessidades do sistema e não com base em parâmetros de tecnologias específicas. O que se procura é soluções que incentivem a participação dos REDs e, ao mesmo tempo, estabeleça condições adequadas para a comunicação entre o TSO e DSO. Ainda, é preciso que se defina como será a atuação dos DSOs frente à gestão dos REDs e definindo os aprimoramentos legais e regulatórios necessários.

Para isso, foram escolhidas quatro macro iniciativas, quais sejam (i) qualidade da previsão, (ii) produtos de despachabilidade, (iii) atividades comerciais da distribuidora e (iv) atividades fio da distribuidora.

Uma das grandes questões para os Operadores de rede é exatamente a observabilidade e a controlabilidade de ativos conectados à sua rede. No Brasil, com o avanço expressivo do número de conexões de geração solar distribuída, há um desafio quanto a estes dois aspectos. Por um lado, o

Operador tem pouca visibilidade sobre esses recursos dado que só enxerga a carga líquida e, por outro lado, tampouco pode despachar essas usinas. Por isso, o desenvolvimento de produtos que consigam melhorar a qualidade da previsão da utilização da rede, assim como possibilitar o despacho destes recursos, é de suma importância nesse novo contexto.

Tendo em vista a necessidade de controlabilidade dos recursos conectados à rede, é interessante que se realize um mapeamento para identificação do potencial de flexibilidade dos REDs, com o reconhecimento sobre quais recursos têm capacidade de estarem disponíveis para serem despachados em momentos de necessidade sistêmica, e fornecer os incentivos adequados para que essa flexibilidade esteja de fato acessível para o ONS. O DSO, como futuro gestor dos REDs, deverá ser o interlocutor entre o TSO e esses recursos e, por isso, é importante evoluir nas possíveis novas atividades comerciais e técnicas das distribuidoras.

Para viabilizar essas novas responsabilidades, será necessário discutir e revisar o modelo regulatório aplicável ao segmento de distribuição no Brasil, de forma a identificar os requisitos, a remuneração e incentivos adequados. Com isso, é importante separar os papéis que a distribuidora deve desempenhar entre atividades fio (regulada) e comercialização (competitiva), que são as outras duas macro iniciativas que serão abordadas neste relatório. A Figura 2 ilustra as 4 macro iniciativas que foram selecionadas para detalhamento neste relatório.

Figura 2 – Diagrama das 4 macro iniciativas exploradas neste relatório



Para cada uma dessas macro iniciativas, será apresentada uma visão conceitual geral e, em seguida, um detalhamento que permite classificar e organizar diferentes iniciativas específicas, por meio de

“eixos” de atuação. A ideia é que cada “eixo” corresponda a um conjunto de características que deve ser levado em consideração ao desenhar uma iniciativa específica para sua implementação, e que com o entendimento adequado, qualquer combinação de escolhas para os eixos desenhados poderá ser construída como uma iniciativa possível. Para tornar a proposta mais concreta, iremos exemplificar em cada Capítulo algumas possíveis iniciativas específicas que poderiam ser adotadas.

Relembra-se que este projeto tem como foco a necessidade sistêmica, então os produtos aqui desenhados seguem a lógica de origem da necessidade na Rede Básica (ou do TSO) e não faz referências às necessidades exclusivamente da distribuição. Por isso, **tratamos nesse projeto de produtos referentes à qualidade da previsão, despachabilidade e produtos associados às atividades comerciais e fio das distribuidoras que tenham origem de necessidade na rede controlada pelo TSO**, que deverá acionar o DSO como interlocutor dos recursos energéticos distribuídos.

Dessa forma, trataremos aqui de forma extensiva da função do DSO como responsável por transladar o produto solicitado pelo TSO dentro de sua rede até a barra de fronteira, considerando questões não só físicas, mas também comerciais. Ressalta-se que, para que o DSO possa ser responsável por essa intermediação, será muito relevante uma discussão e definição dos novos papéis das distribuidoras, de gestão dos REDs, dado que o TSO considerando o modelo de organização aqui desenvolvido não terá contato ou comunicação com os recursos conectados na rede do DSO.

2.2 Diálogo com o contexto brasileiro

Como vimos na Fase I desse projeto, o Brasil é um país com fatores importantes de complexidade, com um número elevado de usuários e distribuidoras, que possuem estágios diferentes de maturação tecnologia em suas áreas de concessão, assim como níveis distintos de inserção de REDs. Nesse sentido, as iniciativas propostas levam esse fato em consideração, e buscam ser tão abrangentes quanto possível, de forma que, na fase de implementação, é importante considerar consideraras especificidades de cada área.

No contexto nacional, vemos iniciativas que promovem o aprimoramento regulatório para maior atuação dos agentes na rede de distribuição, com destaque para o *Sandbox* Tarifário, um ambiente de experimentação regulatória de aplicação de novas modalidades tarifárias ou formas de faturamento. Este tipo de *sandbox* regulatório possui como base a evidente necessidade de modernização tarifária, de forma a impulsionar uma atuação mais ativa dos consumidores regulados. Atualmente já foram

realizadas duas chamadas públicas⁶ no contexto do Sandbox Tarifário, com projetos submetidos que estão, no momento, em fase de desenvolvimento. O aprimoramento para tarifas dinâmicas é um passo essencial para dar aos recursos conectados à rede de distribuição a visibilidade da variação de preços frente a mudanças e necessidades sistêmicas, permitindo que estes possam atuar de forma ativa, ao enxergar benefícios econômicos com a mudança de comportamento.

Ao tratar de uma maior integração TSO-DSO e a possibilidade de produtos despacháveis para atendimento às condições sistêmicas, também será necessária a atualização de instrumentos de comunicação e medição. No Brasil, já temos algumas distribuidoras que, por meio de projetos de P&D, iniciaram a implementação de medição inteligente, para abordar a potencialidade dos mesmos. Além disso, consta na Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2024/2025 a atividade “TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição” que resultou também na Tomada de Subsídios Aneel nº 013/2024⁷ que teve o intuito de receber contribuições para aprimoramento do estudo “Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro”.

Ainda, foi realizada a Consulta Pública ANEEL nº 027/2024⁸, cujo período de contribuições terminou em dois de dezembro de 2024, que tratou do aprimoramento da minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica com vistas à prorrogação das concessões, em decorrência da publicação do Decreto nº 12.068/2024. A atuação das distribuidoras como DSOs deverá estar explicitada nos novos contratos de concessão, garantindo remuneração adequada aos serviços acessórios prestados, como a gestão dos REDs. Destaca-se abaixo trecho proposto pela ANEEL, em conjunto pelo ONS, nessa CP para a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição:

“CLÁUSULA TERCEIRA – OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA DISTRIBUIDORA

Além de outras decorrentes das normas legais e regulamentares vigentes e de outras disposições deste CONTRATO, constituem obrigações da DISTRIBUIDORA:

⁶ Os documentos da 1ª Chamada Pública de Sandboxes Tarifários estão disponíveis em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/empreendedores/sandboxes-tarifarios/1a-chamada-publica>. Os documentos da 2ª Chamada Pública de Sandboxes Tarifários estão disponíveis em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/empreendedores/sandboxes-tarifarios/2a-chamada-publica>.

⁷ Encerrada em 12 de novembro de 2024.

⁸ Para acesso dos documentos, consultar <https://www.gov.br/participamaisbrasil/https-wwwgovbr-aneel-pt-br-acesso-a-informacao-participacao-social3>.

I. operar o sistema de distribuição, implementando, conforme regulação da ANEEL, centros de operação e controle para gestão ativa de oferta e demanda, otimização de uso da rede, tecnologias de monitoramento e análise dos dados em tempo real, em colaboração contínua com outros agentes e de forma coordenada e colaborativa com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, de modo a assegurar a continuidade e a eficiência do serviço regulado, a segurança das pessoas e a conservação dos bens e instalações;”

A implementação de centros de operação e controle, assim como a gestão de dados do monitoramento em tempo real e a integração junto ao ONS, ensejam em novas atividades a serem desenvolvidas pelas concessionárias de distribuição com custo associado que deverão estar refletidos na tarifa do consumidor de energia elétrica.

Por fim, com relação ao desenho de mercado, uma inovação interessante para o Brasil seria permitir que os REDs participem do mercado de energia, seja no *spot* (mercado de curto prazo), seja para prestação de serviços ancilares ou no mercado de capacidade, quando estabelecidos, de forma que os recursos passariam a estar expostos aos preços de mercado e poderiam, então, responder a essa sinalização. Caso venham a ser desenvolvidos no Brasil, os REDs deveriam participar dos mercados de dia-seguinte e intradiários (*day-ahead* e *intraday*), assim como outros agentes de geração. Além disso, também é possível desenvolver mercados de médio prazo (anuais ou mensais) para contratação de produtos ou serviços a serem prestados pelos RED.

Todo este contexto foi levado em conta na elaboração das macro iniciativas endereçadas nos Capítulos seguintes e quando cabível destacaremos o papel desses elementos para a realidade brasileira e uma possível iniciativa específica de interesse.

2.3 Condições para implementação das iniciativas

Existem diferentes formas de direcionar os REDs a fornecer determinados produtos requeridos pelos operadores de rede. Basicamente, podem existir:

- I. **Exigências operativas** que os obriguem, **de forma determinativa**, sem que o recurso tenha ingerência sobre a opção de fornecer ou não determinados produtos.
- II. **Estrutura de mercado** que permita a participação tanto dos REDs quanto de outros recursos no mercado dada uma sinalização de preços adequada.
- III. **Mecanismos dedicados** com remuneração e obrigações associadas e tipicamente voltados para REDs, exclusivamente, como programas específicos de resposta da demanda.

As exigências operativas (item I acima) devem ser criadas para garantir apenas **condições mínimas** para os REDs ofertarem serviços ou produtos para os operadores de rede. Podemos tratar, por exemplo, de **requisitos de conexão ou comunicação dos RED ao sistema**. É evidente que períodos de transição são bem-vindos quando tratamos de estabelecimento de novas regras, como o cumprimento dos contratos já firmados, de forma a garantir segurança e previsibilidade regulatória no setor.

Com relação à estrutura de mercado, a competição dos REDs com outras tecnologias centralizadas deve se dar de forma neutra à tecnologia, aplicando-se as mesmas condições técnicas e os mesmos tipos de penalidade, de forma proporcional, em caso de eventual descumprimento.

Já para os mecanismos dedicados, devem ser definidas as “regras de participação”, considerando (i) requisitos técnicos e de comunicação, (ii) condições de habilitação, (iii) condições de verificação de atendimento do produto/serviço despachado, (iv) aplicação de eventuais penalidades.

Para todos esses casos, é necessário definir quem serão os agentes habilitados a prestar serviço de agregação e gestão de REDs, assim como quais serão os requisitos de comunicação entre REDs, distribuidoras e ONS. Neste sentido, este relatório (2A) tem o intuito de ampliar o leque de possibilidades para produtos a serem desenvolvidos e implementados para prestação pelos REDs e a integração TSO-DSO. No próximo relatório, 2B, serão selecionadas e detalhadas as iniciativas específicas, a partir de interações com o contratante do projeto (ONS) e instituições do setor.

3 QUALIDADE DA PREVISÃO

No contexto de significativa inserção de fontes renováveis não controláveis em conjunto com a expansão dos recursos energéticos distribuídos (RED), um dos principais obstáculos para os operadores de rede é o aumento da falta de previsibilidade desse novo sistema.

No Brasil, a micro e mini geração distribuída (MMGD), paulatinamente, tem diminuído a ponta da carga líquida no período diurno. O relatório 1B deste projeto apontou estudos preliminares que indicavam que muitos consumidores com MMGD contam com um superávit de produção, em função de um sobredimensionamento dos seus sistemas e, à luz da regra de *net metering*, este superávit pode estar contribuindo para um aumento também do consumo (ex.: aumento do uso do ar-condicionado), intensificando a ponta noturna do sistema. O problema aqui coloca-se pois o horário de geração majoritária da MMGD, energia solar fotovoltaica, é distinto do horário-pico do consumo (durante a noite), causando um efeito duplamente “perverso” para a operação do sistema, dado que os agentes não possuem sinalização adequada para melhor alocar seu consumo frente à geração.

É interessante observar que, nesse caso, a geração solar distribuída afeta, além da operação das redes de distribuição, também a rede de transmissão operada pelo ONS. O impacto resultante é sentido nos cortes de geração (*curtailment*) de fontes renováveis variáveis, dado que, para momentos de reduzida demanda no sistema (como finais de semana e feriados), a demanda vem sendo suprida exclusivamente pela MMGD e pela geração síncrona convencional reduzida, com potencial para desotimizar a gestão eletroenergética no SIN.

Metodologias avançadas de previsão de geração de fontes renováveis variáveis estão sendo desenvolvidas para redução de incertezas e é crescente a necessidade de recursos adicionais que para fornecer maior previsibilidade ao sistema, dado o desafio de gestão do risco da programação e operação com número acentuado de unidades geradoras renováveis

Potenciais soluções estão atreladas a maior atuação dos usuários conectados na rede de distribuição ao processo de operação coordenado pelo ONS por meio da criação de uma **estrutura de mercado** que possibilite e incentive esses novos agentes. De maneira adicional, destacam-se **soluções associadas a tecnologias de previsão** em conjunto com avanços na medição desses recursos da rede de distribuição, aprimoramento a comunicação e a infraestrutura de controle das distribuidoras. Por fim, a solução também pode estar guiada em uma **atualização das responsabilidades e controles dos**

REDs, de forma a maximizar os benefícios que estes recursos podem aportar para o sistema como um todo.

3.1 Conceitual

A ideia de um produto para aprimorar a qualidade da previsão ao Operador está relacionada ao desenvolvimento de uma estrutura de mercado que incentive os REDs a informarem suas melhores previsões de utilização da rede (consumo ou geração) ou, de forma complementar, à adoção de metodologias avançadas de previsão de recursos.

De uma forma geral, é importante que os agentes de mercado tenham os incentivos para declarar sua melhor estimativa possível ao ONS ou DSO, dado que possuem grande conhecimento do próprio recurso. Embora existam diferentes formas de se alcançar este objetivo, em um contexto de formação de preços os agentes declararam seus recursos em um mercado do dia seguinte e criam condições para que este incentivo seja transmitido devidamente aos REDs. Nesse mecanismo de formação de preço por ofertas, os **REDs participam do mercado *spot* e podem realizar ofertas** (por meio de pares “preço” e “quantidade”). Uma vez realizada a oferta, o agente pode ser despachado no mercado do dia seguinte, com implicações de verificação quanto ao cumprimento do despacho em tempo real, sendo o agente inteiramente responsável por cobrir eventuais desvios.

Outra condição para que os incentivos à previsão sejam adequados é que se criem **critérios de validação *ex post*** da entrega do produto, dado um conjunto de medições plausíveis que permitam o contraste entre o que foi efetivamente entregue e o que havia sido comprometido inicialmente. Deve haver, portanto, um mecanismo que traduza estas verificações em critérios de penalização para o agente (isto é, afetando a sua remuneração) caso determinados padrões de atendimento desejados não sejam alcançados, ou ressarcimentos caso seja despachado além do programado. Como sabemos que atualmente o Brasil ainda não conta com um mecanismo de formação de preços por ofertas implantado, pode-se pensar em **mecanismos específicos transitórios** – por exemplo, em que os REDs, de forma individual ou representados por um agregador, possam submeter suas previsões para o processo de planejamento eletroenergético e/ou programação do dia seguinte.

Adicionalmente, uma ferramenta interessante para os operadores de sistema é a tecnologia avançada de previsão de clima, que ajuda a reduzir incertezas associadas à previsão de geração renovável variável, dando suporte ao planejamento da operação. Embora estas não consigam eliminar completamente o problema, ajudam a mitigar a variabilidade intrínseca das fontes renováveis,

inclusive dando mais condições aos operadores de realizarem despachos eficientes e reduzirem problemas de confiabilidade, dado que a imprevisibilidade pode exigir reservas maiores para lidar com variações rápidas.

Avanços em medição, comunicação e infraestrutura de controle tornam possível o desenvolvimento de plataformas de gestão de REDs, assim como programas de gestão da demanda na distribuição, com foco em diferentes tipos de tecnologias e consumidores – que, combinados com incentivos adequados, podem resultar em um programa seguro para uso dos operadores. A automação de processos por meio de equipamentos inteligentes pode aumentar significativamente o potencial de resposta a sinais de preço e a despachos, com capacidade de resposta rápida às necessidades sistêmicas. A gestão de grandes volumes de dados com inteligência artificial também pode aprimorar ainda mais a efetividade da gestão dos REDs, aumentando o potencial de previsibilidade desses recursos e confiabilidade dos sistemas.

As iniciativas de qualidade da previsão têm o intuito de aproximar ao máximo a programação da operação ao tempo real. Para isso, as iniciativas envolvem aprimoramentos de natureza (i) **tecnológica** - medição, comunicação e infraestrutura de controle, (ii) **regulatória** – novas responsabilidades técnicas e operacionais ou, por fim, (iii) **desenho de mercado** - com relação à formação de preços ou mecanismos competitivos.

Vale mencionar ainda que os mecanismos para aprimoramento da qualidade da previsão podem estar muito próximos a mecanismos para o comprometimento de “produtos despachabilidade”, que serão abordados no Capítulo 4 deste relatório.

3.2 Classificando iniciativas específicas

Para caracterizar uma iniciativa específica no contexto da “Qualidade da Previsão” é necessário levar em conta as seguintes principais componentes ou eixos de atuação:

- A **interface com o mercado** indica se a iniciativa é ou não integrada com mecanismos de mercado de energia (em geral, dialogando com produtos de despachabilidade que serão abordados no Capítulo 4).
- **Escala de tempo** indica o tempo de antecedência que um agente submete suas previsões, e poderá ter foco desde o curtíssimo prazo (segundos à frente) até o longuíssimo prazo (anos à frente).

- O **nível de agregação** indica se a previsão é feita de forma agregada (só interessa o consumo líquido na barra de fronteira) ou de forma mais granular.
- A **responsabilização** indica qual o agente responsável por realizar a previsão e gestão dessas informações, desde modelos mais centralizados (pelo DSO ou TSO) até mais descentralizados (usuários ou agregadores).

3.2.1 Eixo interface com o mercado

O produto “Qualidade da Previsão” pode estar relacionado à uma estrutura de mercado na qual os REDs estão incluídos, ou pode haver um mecanismo competitivo apartado da estrutura do mercado para contratação específica. Nos mercados em que a formação de preços se dá por ofertas, considerando um ambiente no qual existem mecanismos de prevenção ao poder de mercado, há o incentivo para que os agentes declarem suas melhores previsões possíveis, o que ocorre, usualmente, com um dia de antecedência, provendo certo grau de previsibilidade ao operador e sendo verificada em tempo real.

Os mercados com formação de preços por custos podem também contar com a liquidação dupla, e também incorre no incentivo à previsão, dado que a ocorrência de uma liquidação para o mercado *ex-ante* (mercado do dia de seguinte) diferente da liquidação *ex-post* (mercado de tempo real) fomenta declarações muito próximas ao esperado e ao comportamento em tempo real. Ou seja, há o incentivo para que condições já conhecidas alterem o consumo ou geração de forma antecipada, como por exemplo no caso de indisponibilidades, em função de falhas técnicas ou outras questões, que podem ser informadas previamente.

Outra possível escolha para este eixo é que o incentivo à previsão ocorra em função de mecanismos apartados do mercado. Isto pode envolver, por exemplo, uma iniciativa encabeçada diretamente pelo operador (já que centralizar a responsabilidade no TSO é uma das possibilidades previstas no eixo Responsabilidade desta macro iniciativa), reduzindo assim a necessidade de transmitir incentivos aos agentes. Outra alternativa é utilizar iniciativas específicas que são desenhadas e desenvolvidas pelos operadores de rede para construir os incentivos para que os recursos possam declarar suas previsões, tipicamente por meio de receitas e/ou penalidades associadas.

3.2.2 Eixo escala de tempo

A escala de tempo para produtos de previsibilidade está associada ao tempo de antecedência com que um agente deve submeter suas previsões, e pode estar atrelado à estrutura de mercado no qual este está inserido. Dependerá da possibilidade ou não de participação dos REDs no mercado *spot*, assim como do grau de sinalização de preços do mercado e, por fim, se há incentivos econômicos para que os agentes possam ofertar o referido produto.

Uma possibilidade é que as previsões submetidas sejam realizadas para o dia seguinte, ou em diferentes momentos ao longo do processo intradiário (por exemplo 12 horas à frente, 4 horas à frente, 1 hora à frente, ou até minutos à frente). O agente deverá ofertar seu recurso dando previsibilidade ao operador com relação à utilização da rede e em geral haverá algum tipo de obrigação atrelada a estas previsões. Por exemplo, no caso de previsões submetidas no contexto de um mercado elétrico com liquidação dupla, o agente deverá arcar com desvios entre volume ofertado e despachado (relacionado à diferença entre os preços *ex-ante* e *ex-post*), havendo, portanto, um incentivo para que a previsão seja o mais próxima possível da realidade.

Podem ser desenvolvidos mecanismos competitivos dedicados ao recebimento de previsões de curto prazo (minutos ou até mesmo segundos) e de longo prazo (até mesmo maiores do que um dia, com antecedência mensal ou anual, para fins de planejamento eletroenergético mais do que programação ou operação).

3.2.3 Eixo nível de agregação

Quando tratamos de um produto qualidade da previsão, ele poderá estar desenhado para que as previsões submetidas sejam feitas de forma individual (por agente) ou sob diversos níveis possíveis de agregação. A existência de agregadores de RED, por exemplo, permite que seja feito um portfólio de agentes que, em conjunto, podem atender ao produto solicitado pelo TSO, mas que, de forma individual, não poderiam provê-lo. Portanto, o TSO poderá escolher entre algumas alternativas conceituais:

- I. Cada previsão feita representa um agente individual (representando, portanto, uma tecnologia específica como armazenamento, resposta da demanda, geração eólica, solar etc.);
- II. Representação focada no agregado, sem necessidade de visualizar cada agente de forma individual, com preocupação no resultado total, agregado, com subdivisão apenas entre consumo, geração e geração despachável ou flexível.

- III. Representação focada no agregado, porém reintroduzindo algum nível de granularidade na decomposição explícita entre participantes (subdividindo as previsões por “grupos”, regiões elétricas, ou, no limite, por unidades individuais).

A opção II fornece maior liberdade aos agentes, dado que estes podem construir seus portfólios a partir das necessidades definidas pelos operadores de rede. Além disso, também traz liberdade ao DSO ou TSO para solicitarem produtos e serviços neutros à tecnologia, desde que atendam aos requisitos técnicos necessários. Caso seja necessário, a opção II pode ser mesclada com a opção III, em função de um produto ou serviço específico para uma granularidade espacial específica, como uma região elétrica muito impactada pela MMGD, ou granularidade temporal mais crítica, como por exemplo, no período seco.

3.2.4 Eixo responsabilização

Como já tratado neste Capítulo, permitir que os recursos energéticos distribuídos participem dos mercados *spot* pode transformá-los em participantes ativos, com incentivos a **atuar em benefício do sistema** como um todo, facilitando a integração e coordenação entre os TSO e DSO. Quando tratamos de produtos de previsibilidade, é importante que se defina qual será o agente responsável pelas previsões e o agente responsável pela entrega dessas informações ao TSO. De um modo geral, as opções para o eixo “Responsabilização” são (i) centralizar a responsabilidade no TSO (que pode fazer previsões centralizadas mesmo sem que esteja implementada uma estrutura de incentivos robusta), (ii) alocar a responsabilidade ao DSO, ou (iii) alocar a responsabilidade aos REDs diretamente.

Para a implementação adequada de um modelo de responsabilização, é importante levar em conta a cadeia de relações de diversos tipos entre os agentes, dos quais se destacam:

- Temos o RED físico em si, que pode representar a si mesmo ou ser representado por um agente intermediador (agregador ou varejista);
- Temos o agregador, responsável por agregar os agentes sob a sua responsabilidade e manter uma relação com o DSO; e
- Temos o DSO, responsável pela intermediação entre os REDs (e/ou agregadores) e o TSO.

É natural considerar que o dono do recurso físico seja o responsável por fazer previsões corretas e responsabilizado caso isso não ocorra – entretanto, também é válido considerar a possibilidade de que esta responsabilidade seja repassada aos agregadores se os agentes proprietários de REDs assim

o desejarem, ou se for verificado melhor custo-benefício para a operação do sistema. Considerando a estrutura de inter-relações, o TSO impõe uma responsabilidade ao DSO e eventuais penalidades caso o produto não seja entregue (ou prêmios em caso de melhoria no desempenho das previsões). O DSO, por sua vez, pode transladar estes incentivos aos agentes (REDs ou agregadores); seja como parte do próprio mecanismo de qualidade da previsão ou como parte de acordos bilaterais não regulados (entre DSO e Agregador, entre Agregador e REDs, e/ou entre DSO e REDs diretamente). Vale lembrar que, pelo desenho já mencionado anteriormente, em que o TSO não terá um relacionamento direto com todos os REDs, é praticamente certo que o DSO deveria ser o responsável por enviar as previsões ao TSO, possivelmente de forma agregada para a melhor alocação sistêmica.

Se os DSOs serão responsáveis pelo produto qualidade da previsão, significa dizer que será atribuída uma nova responsabilidade aos operadores da rede de distribuição, e isto requer que sejam revisitados alguns aspectos do modelo atual de distribuição de energia elétrica, considerando incentivos técnicos, operacionais e econômicos para a prestação deste serviço (que faz parte das atribuições do DSO). Como acima apresentado, podem ser desenvolvidos mecanismos para transladar aos REDs as consequências financeiras de algum desvio no produto comercializado.

Vale destacar que este ponto é inteiramente separado da possibilidade de que o DSO possa atuar como Agregador de REDs no mercado – tema que está ligado às atividades comerciais da distribuidora e será tratado no Capítulo 5.

3.3 Exemplos de iniciativas específicas

Estão listados abaixo alguns exemplos não exaustivos para ilustrar de maneira mais concreta os tipos de iniciativas específicas que poderiam ser desenvolvidas como parte desta macro iniciativa, seguindo os eixos acima definidos. Algumas destas iniciativas poderão ser selecionadas para maior detalhamento no relatório 2B.

3.3.1 Projeto Piloto – Submissão de previsões e despacho dos REDs

Podem ser desenvolvidos projetos pilotos em que o objetivo central é obter informações para operação do sistema, em função da **submissão de previsões dos REDs por parte do DSO**, que deverá atuar como Agregador. Com isso, o TSO pode realizar despachos dos REDs, em função das previsões submetidas.

Abaixo descrevem-se as etapas a serem cumpridas:

- I. Criação de um projeto piloto para **submissão de previsões e despacho controlado dos REDs** em função de necessidades sistêmicas. As regras deverão considerar:
 - A especificação dos agentes com perfil majoritariamente de carga ou descentralizados.
 - Novas responsabilidades para o DSO e REDs, assim como novos requisitos de conexão e medição.
- II. Rotina de despacho:
 - Submissão **day-ahead** enviada pelo DSO ao ONS informando: previsões carga e geração dos RED para o dia seguinte.
 - Indicativo de despacho (ou *curtailment*) **day-ahead** partindo do TSO para o DSO na fronteira.
 - DSO operacionaliza o despacho seguindo a instrução acima.
 - Verificação do atendimento do despacho (validação *ex-post*).

Abaixo um descritivo de como esta iniciativa específica é classificada (com base nos eixos desenhados na seção 3.2):

- ✓ Com relação à **interface com o mercado**, esta iniciativa é desassociada de mecanismos de mercado já desenvolvidos, ou seja, a proposta é de criação de um mecanismo apartado do desenho de mercado. Caso o desenho de mercado evolua, por exemplo com a existência de um mercado de ofertas, poderá haver a integração desta iniciativa ao mercado.
- ✓ A **escala de tempo** desta iniciativa tem como foco a operação do dia seguinte, ou seja, submissão de previsões de consumo e geração com no mínimo 24 horas de antecedência, no período de entrega dos dados de entrada para a programação diária.
- ✓ A respeito do **nível de agregação**, sugerimos que a aquisição dessas informações esteja focada no agregado, por meio do DSO, sem necessidade, por parte do TSO, de visualizar cada agente de forma individual, com preocupação no resultado total e agregado na barra de fronteira.
- ✓ A **responsabilização** deverá estar alocada no DSO, ou seja, será este o agente responsável por realizar a previsão e enviá-la ao TSO no período estabelecido.

3.3.2 Liquidação dupla com participação de REDs

Nos mercados em que, por exemplo, o mecanismo de liquidação dupla é estabelecido, há um incentivo para que os agentes de mercado realizem suas melhores estimativas a serem submetidas aos operadores de rede, seja de forma direta ao TSO ou por intermédio do DSO. O mecanismo de

liquidação dupla pode ser aplicado tanto no contexto de um mecanismo de formação de preço por custos quanto por ofertas, e baseia-se na realização de duas liquidações, uma *ex-ante* (mercado do dia seguinte) e outra *ex-post* (mercado de tempo real ou mercado de balanço), ambas com implicações comerciais, de forma a incentivar que as declarações dos agentes sejam o mais próximo possível da realidade.

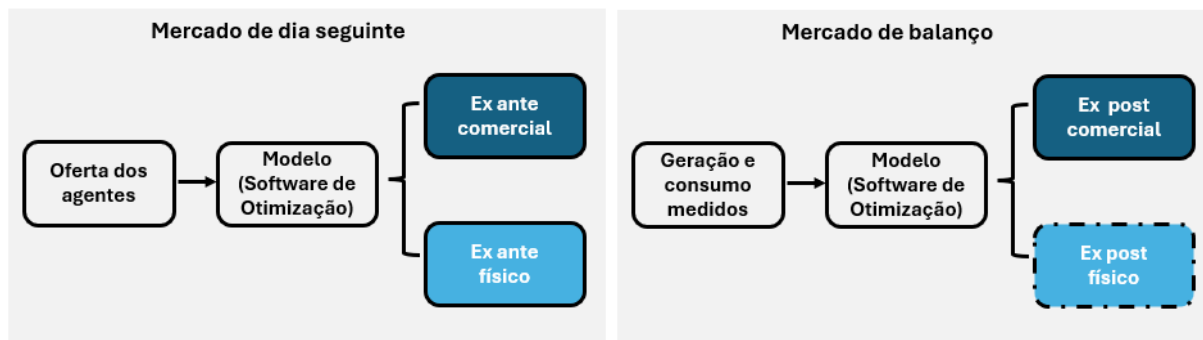
A adoção do mecanismo de liquidação dupla já é uma realidade em alguns mercados internacionais e tem a intenção de melhorar as previsões e buscar otimizar a utilização dos recursos. No Brasil, por exemplo, poderia ajudar a reduzir encargos, uma vez que tem a tendência de aproximar a programação do tempo real. O funcionamento do mecanismo se inicia com a submissão de ofertas ou declarações para o dia seguinte realizadas pelos agentes de mercado, quais sejam: geradores, consumidores (de forma individual ou representados por comercializadores ou agregadores) e novas tecnologias participantes do mercado, como armazenamento de energia. Pode estar prevista uma fase de validação, realizada pelo operador, das ofertas e declarações submetidas pelos agentes, com intuito de prevenir eventuais tentativas de exercício de poder de mercado.

A liquidação *ex-ante* ocorre normalmente no dia anterior, e define o mercado do dia seguinte. Esta é realizada com base nas ofertas ou declarações recebidas, após uma validação do operador do sistema. Com isso, é realizada a otimização para definição do despacho físico e a liquidação comercial *ex-ante*, com preço associado, definindo então as variáveis do mercado do dia seguinte (preço e quantidades).

No mercado *ex-post*, é realizada uma nova rodada da otimização, agora com os valores efetivamente realizados de despacho, geração e consumo (*ex-post* físico não é uma rodada do modelo, mas sim fruto das quantidades medidas) e, com isso, é realizada uma nova liquidação, o *ex-post* comercial, com novo preço associado.

Caso os montantes do mercado *ex-ante* (mercado do dia seguinte) e os montantes realizados no mercado *ex-post* (mercado de tempo real) sejam iguais, ou seja, quantidades do despacho *ex-ante* físico e do despacho *ex-post* físico sejam estritamente iguais, teremos preços *ex-ante* e *ex-post* também iguais, sem necessidades de ajustes. Contudo, no tempo real, é feito o balanço com relação às quantidades efetivamente geradas e consumidas, em confronto com as ofertas ou declarações (*ex-ante* físico) e, caso tenhamos diferenças, os agentes serão responsáveis por tais desbalanços, valorado ao preço de liquidação *ex-post*. A Figura 3 abaixo representa a esquematização dos mercados de dia seguinte (*ex-ante*) e mercado de balanço (*ex-post*) presentes na liquidação dupla.

Figura 3 – Representação da Liquidação Dupla



Abaixo um descritivo de como esta iniciativa específica é classificada (com base nos eixos acima desenhados):

- ✓ Com relação à **interface com o mercado**, a liquidação dupla é totalmente associada ao desenho de mercado, ou seja, é proposta de um mecanismo associado à estrutura de formação de preços.
- ✓ A **escala de tempo** desta iniciativa tem como foco, usualmente, a operação do dia seguinte, ou seja, submissão de previsões de consumo e geração na programação diária. Contudo, cabe ressaltar que podem existir liquidações múltiplas, inclusive com horas ou segundos de antecedência, a depender do que seja estabelecido.
- ✓ Com relação ao **nível de agregação**, nesta iniciativa as ofertas ou declarações dos REDs podem ser realizadas de forma agregada pelo DSO, de forma que o TSO não tenha a necessidade de visualizar todos os agentes de forma individual.
- ✓ A **responsabilização** deverá estar alocada ao agente que submeteu sua declaração/oferta (DSO).

4 PRODUTOS DESPACHABILIDADE

O crescimento dos recursos energéticos distribuídos (RED), com destaque para a micro e mini geração solar distribuída no Brasil, tem reforçado a necessidade de buscar recursos despacháveis, que estejam disponíveis nos momentos de maior necessidade sistêmica. Além dos recursos tradicionais de geração, como usinas termelétricas flexíveis ou usinas hidrelétricas com capacidade de regularização, os REDs devem também ser considerados como candidatos a fornecer produtos de despachabilidade, a depender dos incentivos dados e de suas características intrínsecas.

O aumento da visibilidade dos REDs por parte dos operadores ajuda no equilíbrio de rede e, em alguns mercados os REDs inclusive já fornecem serviços ancilares. No caso específico do Brasil, para que isto seja possível, será necessário realizar alteração do quadro regulamentar, a fim de permitir que estes recursos prestem tais serviços e, principalmente, para que um mercado competitivo de serviços ancilares que inclua recursos conectados na rede de distribuição seja estabelecido. Esta possibilidade poderia ter grande impacto na flexibilidade do sistema, podendo competir com outras fontes despacháveis e outros mercados.

Atualmente, encontram-se já consideradas na Agenda Regulatória Aneel as atividades (i) *Definição de ambientes regulatórios controlados (sandbox) para prestação de serviços ancilares - suporte de reativos*; (ii) *Definição de ambientes regulatórios controlados (sandbox) para prestação de serviços ancilares - controle secundário de frequência* e (iii) *Definição de ambientes regulatórios controlados (sandbox) para prestação de serviços ancilares - autorrestabelecimento integral* que serão de grande relevância para estabelecimento de um mercado competitivo de serviços ancilares, porém não incluem a princípio a consideração de REDs para prestação destes serviços.

Destaca-se que usualmente as regras de mercado definem o modelo de governança e gestão dos REDs, se mais ou menos centralizado, se exclusivo da distribuidora ou compartilhado entre DSO e TSO. Para o projeto objeto deste relatório, o foco são as necessidades sistêmicas e consideramos que o TSO não terá contato direto com os REDs, sendo o DSO responsável por intermediar esse relacionamento.

4.1 Conceitual

A despachabilidade caracteriza-se pela condição de um recurso estar disponível para ser “chamado”, ou simplesmente despachado, em momentos específicos, em função de necessidades sistêmicas.

Produtos de despachabilidade podem ser mandatórios⁹, quando há uma regra de mercado que obriga determinados agentes a fornecer algum tipo de produto ou serviço ou, **voluntários, contratados e selecionados pelo TSO via mecanismos de mercado**, que será justamente o foco de discussão desse Capítulo. Para os mecanismos voluntários, usualmente há um processo competitivo para alocar as responsabilidades (i.e. o “compromisso de poder ser despachado pelo regulador”), e posteriormente critérios para o acionamento efetivo pelo operador dessa flexibilidade ou despachabilidade contratada.

Na operacionalização de um produto de despachabilidade, os agentes se declaram disponíveis para serem despachados pelo operador de rede seguindo condições específicas. Regras claras e bem estabelecidas de participação, assim como os adequados incentivos econômicos, são condições *sine qua non* para que os mecanismos sejam eficazes. Adicionalmente, o ideal é que tais mecanismos sejam desenhados de forma a buscar por “soluções” e não por tipos específicos de agentes, de forma que a caracterização do produto desejado se dê de uma forma agnóstica à tecnologia.

Dentro do *framework* de produtos de despachabilidade, existe uma **gama de produtos** que podem ser oferecidos por REDs. Como apresentado no relatório 1A, com base na experiência internacional, a maior parte dos mercados analisados já permite acesso dos REDs **tanto** ao mercado spot **quanto** a mercados de flexibilidade/reserva, sendo dois caminhos relevantes para se considerar a contratação de produtos despachabilidade.

Em mercados de energia maduros fora do Brasil, há uma tendência de **sistematização** de “produtos de flexibilidade” no mercado de curto prazo, que podem ser disponibilizados de forma neutra à tecnologia ao TSO. Nos mercados estudados, produtos de flexibilidade são comprometidos para o **dia seguinte, e podem ser contratados** em paralelo com o mercado de energia, de forma co-otimizada ou não.

Antes de um desenho específico de mecanismo para contratação de produto de despachabilidade, um primeiro passo é a realização, por parte dos DSOs, de um mapeamento do potencial de REDs despacháveis, com identificação do volume, nível de flexibilidade e localização. A partir desse mapeamento podem ser desenhados também os incentivos adequados para contratação a partir da

⁹ Produtos prestados obrigatoriamente dialogam de forma mais próxima com as atividades “fio” da distribuidora, assunto que será aprofundado no Capítulo 6 desse relatório.

necessidade sistêmica, sendo também uma importante sinalização para o desenvolvimento e implementação de tecnologias em locais onde produtos despachabilidade serão requeridos em maior medida pelo TSO. O mapeamento pode ser feito de forma geral, em toda a rede de operação dos DSOs ou de forma gradual e parcial, partindo dos pontos de maior relevância para o TSO.

Uma publicação da *Smart Grid Action Network (ISGAN)*, intitulado *Taxonomy to Quantify Flexibility Potential*, reforçou que os recursos com potencial de flexibilidade na rede de distribuição podem ser uma solução chave que contribua para confiabilidade, resiliência e otimização das redes via mercados de flexibilidade. O documento trata um recurso de flexibilidade como qualquer tipo de processo ou tecnologia que seja capaz de ajustar sua geração e/ou padrões de consumo para fornecer flexibilidade à rede, de modo a contribuir com a operação do sistema.

O trabalho propõe, então, um framework para quantificar e identificar o potencial de flexibilidade entre consumidores, geradores e outras tecnologias, que está composto por 4 “camadas” para acessar a flexibilidade, quais sejam (i) Tecnologia e processos, (ii) Comunicação e controle, (iii) Localização e (iv) Preferência dos consumidores e estrutura de mercado, detalhados a seguir. Para cada uma dessas camadas existem indicadores que podem traduzir, de forma qualitativa e quantitativa o potencial de flexibilidade.

- (i) **Tecnologia e processo:** com base apenas nas características físicas do recurso, representa a máxima flexibilidade disponível, e pode se referir a um recurso de forma individual ou agregada. Essa camada avalia o potencial máximo de flexibilidade de um recurso sem pensar em outras condições, como canais de comunicação, incentivos econômicos, entre outros. Exemplos não exaustivos de requisitos, incluem: taxas de rampa de geração ou carga e controlabilidade da operação.
- (ii) **Comunicação e controle:** representa o impacto da adoção de sistemas de comunicação, supervisão e controle no potencial de flexibilidade dos recursos avaliados, ou seja, como a flexibilidade muda à medida que são implementados infraestrutura de monitoramento, automação, comunicação e controle, assim como especificações de transferência de dados. Essa camada introduz a informação despachabilidade do recurso, demonstrando se há necessidade de alguma programação com antecedência ou se pode ocorrer em tempo real. Exemplos não exaustivos de indicadores: visibilidade da produção/consumo, granularidade e taxa de disponibilidade da resposta e informação.

- (iii) **Localização:** avalia o impacto da localização do recurso no potencial de flexibilidade, considerando margens de interconexão ou preços locacionais quando aplicável. Diversidade de recursos e de localização poderão representar diferentes soluções para apoio às necessidades de rede, aumentando ou reduzindo a flexibilidade. Exemplos não exaustivos de indicadores: localização na rede, framework regulatório como definição de preços locacionais, restrições técnicas de conexão.
- (iv) **Preferência dos consumidores e estrutura de mercado:** essa camada introduz ao mapeamento o comportamento dos consumidores, assim como estruturas de mercado, fatores que irão contribuir ou não para o fornecimento de algum produto de flexibilidade, como por exemplo a possibilidade de que os REDs acessem o mercado *spot*, o grau de liberalização do mercado, o conhecimento por parte dos consumidores sobre programas de resposta da demanda futuros, a granularidade de preços do mercado, entre outros. Exemplos não exaustivos de indicadores: comportamento típico do consumidor, acesso aos mercados (*spot*, serviços ancilares, reserva), custo de operação para prover serviços de flexibilidade, previsibilidade, tempo necessário entre os eventos de despacho.¹⁰

Figura 4- Taxonomia proposta para quantificar potencial de flexibilidade (ISGAN, 2023)



Estes elementos (entre outros) estão representados na caracterização apresentada a seguir de “eixos” necessários para o desenho de um produto despachabilidade.

¹⁰ Taxonomy to Quantify Flexibility Potential (ISGAN, 2023, tradução nossa)

Um elemento adicional que poderá calibrar o grau de adesão em mecanismos competitivos para contratação de produtos despachabilidade será o incentivo econômico associado, assim como os requisitos técnicos associados à participação. De forma adicional, os incentivos para atendimento do despacho, uma vez que o recurso tenha sido contratado, é de grande importância, de forma a criar um mecanismo confiável e que aplique penalidades em função do não atendimento do despacho de um produto contratado de forma prévia.

É evidente que, em mercados ainda em fase de maturação, pode ser que os agentes não possuam amplo conhecimento sobre seu próprio potencial de flexibilidade e, nesse caso, poderia ser relevante realizar campanhas de conscientização e capacitação, fornecendo ferramentas para a correta mensuração do potencial de flexibilidade e adequado atendimento do despacho, garantindo a confiabilidade do recurso.

4.2 Classificando tipos de iniciativa

Para caracterizar uma iniciativa específica no contexto de produtos despachabilidade, é necessário levar em conta as principais componentes a seguir:

- A **antecedência do compromisso** é o eixo que, como o nome já diz, trata do tempo necessário entre a contratação do recurso e o despacho do mesmo, muitas vezes associado também ao período de disponibilidade do recurso para prover o serviço de despachabilidade.
- O **eixo antecedência do despacho** indica o tempo prévio em que o operador informa a necessidade de despacho do recurso (sempre menor do que a antecedência do compromisso).
- A **direção da flexibilidade** é o eixo que trata sobre o tipo de necessidade de despacho, ou seja, se é aumento da geração e redução de demanda ou, alternativamente, redução da geração ou aumento da demanda.
- O **eixo localidade** trata sobre como os dados de despacho são apresentados, de forma agregada na barra de fronteira ou de forma desagregada.
- O **eixo limitação à despachabilidade** trata sobre as regras associadas ao limite de despacho.

4.2.1 Eixo antecedência do compromisso

A definição da antecedência da contratação de um recurso está diretamente ligada à estrutura de mercado em que está inserido. Além disso, o nível de maturidade do mercado é relevante para a contratação de produtos de despachabilidade, e a antecedência de contratação desses recursos

dependerá (i) da possibilidade ou não de participação dos REDs no mercado *spot*, (ii) da existência de um mercado competitivo de serviços ancilares, (iii) da presença de mecanismos já estabelecidos de mecanismos competitivos de resposta da demanda (iv) do grau de sinalização de preços do mercado, (v) dos incentivos econômicos que serão dados aos agentes para que estejam disponíveis.

A depender do tipo de necessidade sistêmica, pode ser que o recurso deva ser contratado com meses de antecedência. Por exemplo, quando é de conhecimento por parte do operador de que o sistema, em determinados meses do ano, tem uma maior necessidade de produto despachabilidade, podem ser realizados mecanismos competitivos ou contratações reguladas que contemplem esse período específico. Usualmente, nesses casos, o incentivo econômico é o pagamento pela disponibilidade do recurso, criando assim um forte compromisso por parte do agente que participa do mecanismo competitivo.

Nos casos em que os REDs participam do mercado *spot*, contudo, declarando suas ofertas de disponibilidade, a “contratação” pode se dar no curtíssimo prazo, por exemplo, para o dia seguinte. Podem ainda existir mecanismos dedicados a contratar produto despachabilidade, por exemplo, para a semana seguinte ou até mesmo por algumas horas à frente (leilões intradiários), sem que haja a necessidade de comprometimento do recurso por um longo período e com pagamentos por quantidade caso seja acionado.

4.2.2 Eixo antecedência de despacho

No momento de contratação do produto de despachabilidade deverá estar definido também com quanto tempo de antecedência o despacho (i.e. a orientação do operador) é realizado. Ou seja, dado o compromisso de disponibilidade para ser despachado, o agente que ofertou tal produto poderá ser avisado com alguma antecedência – seja um dia (para o mercado do dia seguinte), uma hora, minutos, ou até mesmo com segundos de antecedência, em casos em que há maior grau de automatização em função da necessidade de respostas ultrarrápidas.

Usualmente, produtos despachabilidade associados à entrega de energia no mercado de curto prazo ocorrem com despacho sendo realizado para o dia seguinte, enquanto outros produtos de resposta mais rápida, como produto reserva girante, podem ocorrer antecedência da ordem de uma hora. Para o produto regulação de frequência, faz sentido falar em um tempo de resposta da ordem de segundos, de acordo com os requisitos de controle de frequência-potência estabelecidos. A definição desse tempo de “pré-aviso” para o despacho está ligado diretamente aos instrumentos de comunicação

entre o operador e o recurso despachado (e, no caso da regulação de frequência, as condições do sistema que regem esta resposta).

Para produtos em que o tempo de antecedência de despacho é muito curto, requisitos de comunicação e controle serão imprescindíveis e poderá ser necessário que os REDs que proverão produto despachabilidade de resposta rápida necessitem de medição inteligente e controle remoto. Para isso, é importante que esteja muito bem definido a alocação de custos associado a instalação de medição avançada.

4.2.3 Eixo direção da flexibilidade

O eixo direção da flexibilidade está associado ao tipo de orientação que o operador pode passar: se apenas uma flexibilidade “para cima” (aumentar a geração ou reduzir o consumo), se apenas uma flexibilidade “para baixo” (realizar curtailment reduzindo a geração ou aumentar o consumo), ou uma flexibilidade “bidirecional”. Vale destacar que as condições exatas (tempo de resposta, rampa, etc) segundo as quais esta flexibilidade pode ser acionada (por exemplo curtailment de renováveis distribuídas) dependem da caracterização apresentada nos outros eixos.

O TSO é encarregado de coordenar os geradores conectados às redes de “alta tensão” e não possui visibilidade dos recursos conectados na “baixa tensão”, que é responsabilidade dos DSO. Essa lógica conta com a premissa de que os agentes conectados às redes de distribuição são majoritariamente passivos, sem nenhum ativo de geração significativo e com a demanda inelástica, sem resposta aos sinais de mercado.

Hoje, no Brasil, a hipótese de um fluxo “unidirecional” de geradores na rede de transmissão a consumidores na rede de distribuição já está modificada, em função da importante disseminação dos REDs, com destaque para a geração solar distribuída. Por isso, já se observa, no contexto nacional, necessidade de contratação de **reserva para baixo**, ou seja, redução da geração ou aumento da demanda dada por instruções de curto prazo. Isso ocorre principalmente durante o dia, quando a carga é reduzida (fora dos horários de pico) e há uma grande quantidade de geração solar.

Essa é uma necessidade imposta dos sistemas em transformação, e pode ser uma boa oportunidade para tecnologias como baterias ou veículos elétricos, que ainda estão em um estágio menos avançado no país. Por outro lado, também podemos ter a necessidade de reserva para cima, que seria o oposto, ou seja, necessidade de redução da demanda ou aumento da geração em momentos críticos, como já

observado em momentos de escassez hídrica por exemplo, e uma boa oportunidade para resposta da demanda.

A contratação de um produto despachabilidade deverá definir e distinguir a direção de flexibilidade requerida, para que os agentes possam averiguar suas condições técnicas e operacionais para oferecer determinado produto. Os produtos de resposta da demanda já implementados no Brasil, por exemplo, têm foco na flexibilidade “para cima”, ao passo que um programa dedicado com foco no *curtailment* de excesso de geração renovável teria por foco principal a flexibilidade “para baixo”.

4.2.4 Eixo localidade

O eixo localidade trata sobre qual será representação do produto despachabilidade a ser entregue na rede, ou seja, se este será mensurado de forma agregada na barra de fronteira, ou se será considerada uma maior granularidade, com maior visualização por parte do ONS dos recursos distribuídos. Para fins deste trabalho, estamos sempre tratando de dados agregados na barra de fronteira, de forma que o ONS não tenha contato direto com os REDs, mas que estes sejam intermediados pelo DSO.

4.2.5 Eixo limitações à despachabilidade

Tratamos até o momento dos eixos que devem ser definidos de maneira prévia à contratação dos produtos despachabilidade, e que irão definir não só o potencial dos recursos, mas a disposição dos agentes em prover tal produto. A forma de contratação poderá estabelecer algumas limitações, associadas, por exemplo, a um número limitado de acionamentos, como no caso de contratação de produto disponibilidade para resposta da demanda. Quando o incentivo ao despacho é indicado pelo operador por meio de incentivos puramente baseados em preço, como em um produto energia, o despacho dependerá da oferta realizada pelos recursos no mercado spot que, caso sejam acionados, deverão ser responsáveis pelos desvios efetivos entre o produto entregue versus produto comprometido.

4.3 Exemplos de iniciativas específicas

Estão listados abaixo alguns exemplos não exaustivos para ilustrar de maneira mais concreta os tipos de iniciativas específicas que poderiam ser desenvolvidas como parte desta macro iniciativa, seguindo os eixos acima definidos. Algumas destas iniciativas poderão ser selecionadas para maior detalhamento no relatório 2B.

4.3.1 Aprimoramentos à formação de preço

As discussões relativas ao aprimoramento na formação de preços já acontecem há alguns anos no Brasil, tendo sido levantado inicialmente no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico em 2002 e retomado, em certo aspecto, no contexto da Consulta Pública MME n. 33 de 2017, no qual discutiram-se eventuais aprimoramentos ao marco legal do setor elétrico, com propostas de medidas legais para viabilizar o futuro do setor elétrico, com sustentabilidade a longo prazo. Em 2019, foi estabelecido o Comitê de Implantação da Modernização do Setor Elétrico (CIM) com objetivo de implementar medidas de curto, médio e longo prazo para modernização do setor. Em 2021, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) passou a ser calculado diariamente em base horária, aprimoramento imprescindível no caminho de maior sinalização aos agentes do setor.

A formação de preços baseada em custos, atualmente estabelecida no Brasil, possui importantes desafios na representação do sistema hidrotérmico instalado e, com um crescimento acelerado de fontes renováveis não controláveis observadas nos últimos anos, agrega-se ainda mais complexidades ao assunto. Nesse aspecto encontra-se em desenvolvimento o Projeto META II, com iniciativa da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) com apoio do Banco Mundial, para *Estudo sobre a formação de preço de energia*¹¹. Esta iniciativa tem estudado exatamente os aprimoramentos necessários a formação de preços no Brasil, com foco na maior eficiência e sinalização econômica, contendo um mapeamento sobre as vantagens e desvantagens dos mecanismos de formação de preços por custos e por ofertas, além de alternativas híbridas, com base na experiência internacional, análises teóricas e testes computacionais chegando a uma proposta detalhada de um arranjo de mercado para o Brasil, dado o ambiente comercial e institucional do país.

Abaixo um descritivo de como esta iniciativa específica é classificada (com base nos eixos acima desenhados):

- ✓ Em termos de **antecedência do compromisso**, estamos falando de mercado do dia seguinte, portanto, um dia de antecedência.
- ✓ Em termos de **antecedência de despacho**, temos novamente um dia de antecedência, já que o foco é no produto energia.
- ✓ Em termos de **direção da flexibilidade**, não há a possibilidade de acionamento explícito.

¹¹ Os relatórios do projeto vêm sendo disponibilizados publicamente em <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/>

- ✓ Em termos de **localidade**, o ONS continuaria a representar a rede de transmissão para fins de despacho do sistema elétrico. Do ponto de vista dos serviços distribuídos geridos pelo DSO, a granularidade é a barra de fronteira gerida pelo ONS.
- ✓ Em termos de **limitação à despachabilidade**, não há limites explícitos, mas também não há responsabilidades.

4.3.2 Introdução de produtos reserva no mercado de curto prazo

Em países com o mercado de energia mais desenvolvido, o mercado de curto prazo representa um momento em que os agentes conectados à rede assumem compromissos não apenas com a entrega de produto energia, mas também com a entrega de produtos de flexibilidade, em um mecanismo comumente referenciado como “co-otimização de energia e reservas”. Embora iniciativas de aprimoramento do sinal de preço no Brasil até o momento tenham focado principalmente na entrega de produto energia (vide seção 4.3.1), um detalhamento destes produtos flexibilidade seria um próximo passo natural para um refinamento da representação da realidade física. Isto implicaria sistematizar quais seriam os produtos reserva incorporados ao despacho do dia seguinte (por exemplo, a regulação pode definir uma reserva de regulação de frequência, uma reserva girante, e uma reserva não girante), com o uso de mecanismos de mercado para determinar os compromissos associados a estes diferentes produtos reserva. Tipicamente os produtos de reserva são neutros a tecnologia, podendo, inclusive, ser supridos por REDs (não apenas por geradores convencionais conectados à rede de transmissão) em alguns casos.

Abaixo um descritivo de como esta iniciativa específica é classificada (com base nos eixos acima desenhados):

- ✓ Em termos de **antecedência do compromisso**, estamos falando novamente de um compromisso assumido com um dia de antecedência.
- ✓ Em termos de **antecedência de despacho**, os produtos de reserva têm uma escala de tempo mais curta (que precisaria ser estabelecida explicitamente pela regulação ou pelo TSO), tipicamente da ordem de segundos (ou frações de segundo) para a reserva de regulação de frequência, por exemplo.
- ✓ Em termos de **direção da flexibilidade**, tipicamente o produto regulação de frequência envolve um acionamento bidirecional, ao passo que os produtos reserva girante e não-girante podem envolver compromissos separados para a flexibilidade “para cima” e “para baixo”.

- ✓ Em termos de **localidade**, novamente o ONS continuaria a representar a rede de transmissão para fins de despacho do sistema elétrico. Do ponto de vista dos serviços distribuídos geridos pelo DSO, a granularidade é a barra de fronteira gerida pelo ONS.
- ✓ Em termos de limitação à despachabilidade, as regras de acionamento devem ser estabelecidas para cada tipo de produto reserva (por exemplo, para atender a um produto reserva não-girante com flexibilidade “para cima”, o agente deve ser capaz de sustentar um aumento na produção de acordo com o montante comprometido por no mínimo 2 horas ininterruptas, e com um intervalo mínimo de 4 horas entre dois eventos de acionamento).

4.3.3 Mecanismo competitivo para contratação de médio prazo

Diversos produtos relacionados à despachabilidade poderiam ser contratados via mecanismo competitivo realizado com alguns meses de antecedência:

- **Produto regulação de frequência:** normalmente produtos de regulação de frequência são acionados por meio de instruções de despacho que vêm em tempo real, em resposta a uma variação de frequência do sistema devido ao desbalanço de geração e carga. Embora possam ser comprometidos no curto prazo (vide seção 4.3.2), muitas vezes eles envolvem compromissos assumidos em um prazo mais longo (meses ou anos), que poderiam ser ofertados via mecanismo competitivo por REDs.
- **Outros produtos reserva:** mais uma vez, produtos que podem ser comprometidos no curto prazo (vide seção 4.3.2) também podem ser alocados por um período mais longo em mecanismos competitivos (com instruções de despacho/acionamento usualmente sendo estabelecidas com antecedência da ordem de minutos ou horas).
- **Produto disponibilidade de resposta da demanda:** no mecanismo implementado através de Sandbox regulatório no Brasil, os compromissos podem ser assumidos meses à frente, e o operador dá instruções para o dia seguinte.

O mecanismo competitivo pode ser desenvolvido inicialmente por meio de um Projeto Piloto ou Sandbox Regulatório (ambiente de teste) para o produto despachabilidade almejado. Para um desenvolvimento de um projeto como este, é necessário realizar as seguintes etapas (com a alocação de responsabilidade correspondente):

- a) A definição do produto a ser comercializado via mecanismo competitivo deverá ser de responsabilidade do TSO e do regulador, envolvendo a definição de elementos como as condições de acionamento e restrições à despachabilidade.
- b) A elaboração das regras do mecanismo, considerando os requisitos de participação, deverá ser de responsabilidade compartilhada entre TSO e os DSOs. Nesta etapa, poderá ser realizada uma consulta aos agentes de mercado.
- c) É interessante que os DSOs e TSO contribuam com um mapeamento do potencial de mercado para o programa, com base nos REDs conectados na distribuição.
- d) O mecanismo de contratação definido pelo TSO e DSOs deverá ter regras claras de participação e seleção de vencedores, com a comparação e operacionalização do aceite das ofertas vencedoras sendo executada pelo TSO (com os DSOs atuando como observadores nesta etapa). Em seguida, os DSOs devem estabelecer uma relação operativa com os REDs vencedores.
- e) O despacho destas unidades (de acordo com as condições de acionamento pré-definidas) será definido pelo TSO e comunicado ao DSO. O DSO, por sua vez, será o responsável por transmitir o despacho aos participantes do mecanismo.
- f) A comunicação direta com os REDs e “ramificação do despacho” é de responsabilidade do DSO.

Abaixo um descritivo de como esta iniciativa específica é classificada (com base nos eixos acima desenhados):

- ✓ Em termo de **antecedência do compromisso**, estamos falando de um mecanismo que tipicamente é contratado com alguns meses de antecedência, podendo adaptá-lo para períodos mais curtos (dias ou semanas) em caso de urgência da necessidade ou períodos mais longos (anos) para viabilizar novos investimentos.
- ✓ Em termos de **antecedência de despacho**, isto seria em função do produto desejado (como ilustrado anteriormente para os produtos reserva, reserva de regulação de frequência, e resposta da demanda).
- ✓ Em termos de **direção da flexibilidade**, novamente dependerá do produto contratado.
- ✓ Em termos de **localidade**, em princípio cada produto poderia levar este elemento em conta, mas como o despacho seria gerido pelo ONS em princípio, uma granularidade “natural” é a barra de fronteira gerida pelo ONS.

- ✓ Em termos de **limitação à despachabilidade**, poderá haver limites explícitos, a ser definido no desenho do mecanismo.

5 ATIVIDADES COMERCIAIS DA DISTRIBUIDORA

No Brasil, as distribuidoras de energia elétrica são responsáveis pela operação do sistema de distribuição e a regulamentação setorial define as responsabilidades entre o concessionário (ou permissionário) e com seus usuários, assim como com o ONS. O crescimento dos REDs vem transformando a rede de distribuição em um sistema bidirecional que requer novas práticas operacionais e novos modelos de negócios, ao mesmo tempo que aumenta a necessidade de coordenação com o ONS.

Nesse contexto, os agentes de distribuição deverão assumir novos papéis, com potencial de realizar uma gestão ativa dos REDs para maximização dos benefícios que estes possam prover ao sistema. Para que isto seja possível, é necessário que o arcabouço legal e regulatório preveja a caracterização clara dos papéis a serem exercidos, assim como incentivos para o cumprimento de cada um desses. Adicionalmente, os contratos de concessão das distribuidoras deverão ser adequados, de forma a considerar estas novas funções.

Ainda que não exista estruturalmente no Brasil a distinção explícita entre as atividades “fio” e “comercialização” executadas pelas distribuidoras, é claro que existe uma ampla gama de serviços de diferentes naturezas que são prestados por estas. O serviço “fio” pode ser entendido como o conjunto de atividades que envolvem monopólios naturais e devem envolver remuneração regulada, o que inclui a atividade de DSO em particular pela sua natureza de serviço público. Estes serviços “fio” serão aprofundados mais especificamente no Capítulo 6, ao passo que a macro iniciativa endereçada neste Capítulo trata de uma forma mais geral da alocação explícita de responsabilidades da distribuidora (inclusive no que diz respeito aos serviços fio) e das suas atribuições em atividades “comercialização”.

Destaca-se que temos atualmente um momento oportuno para tal discussão, tendo em vista a emissão do Decreto n. 12.068 de 2024, que trata da renovação das concessões de distribuição, e a Consulta Pública Aneel n. 027/2024 que visa obter subsídios para o aprimoramento da minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica com vistas à prorrogação das concessões.

A minuta do Contrato de Concessão atualmente em Consulta Pública já inclui a previsão de obrigação por parte da Distribuidora de implementar centros de operação para o controle e gestão ativa dos REDs, de acordo com a redação abaixo:

“ CLÁUSULA TERCEIRA – OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA DISTRIBUIDORA

Além de outras decorrentes das normas legais e regulamentares vigentes e de outras disposições deste CONTRATO, constituem obrigações da DISTRIBUIDORA:

I. operar o sistema de distribuição, implementando, conforme regulação da ANEEL, centros de operação e controle para gestão ativa de oferta e demanda, otimização de uso da rede, tecnologias de monitoramento e análise dos dados em tempo real, em colaboração contínua com outros agentes e de forma coordenada e colaborativa com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, de modo a assegurar a continuidade e a eficiência do serviço regulado, a segurança das pessoas e a conservação dos bens e instalações;”

Importa mencionar que a regulamentação deverá estabelecer uma remuneração coerente com a prestação das novas atividades, tratando das condições para que esta atividade seja prestada de forma adequada, garantindo o equilíbrio econômico e financeiro das empresas de distribuição. Uma consideração particularmente relevante e que estaria dentro desta macro iniciativa seria a adoção de estruturas tarifárias mais sofisticadas e o desacoplamento das receitas da atividade de distribuição de energia dos volumes de energia consumidos. Outro tema é a atualização do sistema de medição, de forma a ser possível o monitoramento, análise dos dados e atuação em tempo real dos REDs por parte das distribuidoras. A troca do parque de medição traz à luz a discussão da possibilidade de reconhecimento tarifário antecipado e a necessidade de evolução no tratamento de “Outras receitas”.

5.1 Conceitual

As distribuidoras de energia possuem atividades relacionadas ao “fio”, ou seja, ao serviço de operação das redes de distribuição em si (que será objeto do Capítulo 6), mas também atividades de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado. O que se observa é justamente que, com o crescimento dos REDs e os impactos trazidos por estes às redes, surgem novos papéis comerciais para as distribuidoras de energia elétrica.

Como já antecipado, é importante que seja estabelecido um quadro legal e regulatório com claras definições sobre os papéis e responsabilidades dos DSO, assim como a remuneração associada a cada uma dessas atribuições. Destaca-se que, apesar de toda a transformação com essas propostas de novas atividades, é importante frisar que essas instituições (distribuidoras) seguirão com um contrato de concessão e, por isso, seguirão sendo reguladas, dada a característica de monopólio natural da operação do fio. Adicionalmente, é importante estar claro que a concessionária de distribuição deverá

ter direitos adquiridos sobre serviços que sejam necessários para preservar o equilíbrio econômico da concessão.

A experiência internacional tem demonstrado que os DSOs buscam investir no desenvolvimento de sua rede com medição inteligente, interfaces com agregadores de mercado, estabelecimento de mecanismos para contratação de flexibilidade e gestão de congestionamentos buscando soluções alternativas e com melhor custo-benefício das tradicionais, reformulando, assim, o papel das distribuidoras de energia.

Ressalta-se, aqui um elemento particular de interesse, que é o estabelecimento de sinais de preços adequados e dinâmicos que consigam impulsionar tecnologias com condições de prover maior previsibilidade para o sistema e fornecer flexibilidade de forma voluntária, ao ajustar sua geração ou consumo (como endereçado nos Capítulos 3 e 4). O papel da distribuidora como um intermediário (possivelmente um agregador) entre os REDs e o TSO neste contexto é de grande importância.

Os REDs podem ser ativados em horas, locais e durações específicas, de forma a contribuir com as necessidades do sistema –com implicações para os novos protocolos e instrumentos de comunicação que deverão ser considerados. A medição avançada e as ferramentas de comunicação são facilitadores (às vezes condicionantes) para os serviços prestados em tempo real.

5.2 Classificando tipos de iniciativa

Para caracterizar uma iniciativa específica no contexto de Atividades Comerciais da distribuidora é necessário levar em conta as seguintes principais componentes:

- O eixo **limitações e caracterização de papéis** trata sobre uma listagem explícita dos “tipos” de atividades para atuação das distribuidoras no contexto de DSO, com a definição de quais atividades são obrigatórias, quais são facultativas e quais são estritamente vedadas (as “limitações” correspondendo justamente às atividades que não podem ser prestadas por uma mesma empresa sem restrições por questões de conflito de interesse).
- O eixo **sistematização das atividades facultativas e competitivas** apresenta as condições para que as distribuidoras possam prestar atividades comerciais competitivas, assim como a possibilidade de que tais atividades sejam prestadas por agentes de mercado.
- O eixo **remuneração e monitoramento de atividades** trata do pagamento associado à prestação das diferentes atividades realizadas pela distribuidora, de acordo com o primeiro

eixo, incluindo questões como o compartilhamento de receitas acessórias e as condições de regulação.

5.2.1 Eixo limitações e caracterização dos papéis

Para a frente de atividades comerciais da distribuidora, é muito importante que se defina, de forma prévia e clara, quais serão as **limitações para atuação das distribuidoras em atividades comerciais, considerando o contexto cada vez mais relevante do seu papel como DSO**. Em princípio, seria possível que a atividade de DSO pudesse ser realizada separadamente da atividade de investimento e gestão de ativos de rede (às vezes referenciado na literatura internacional como a atividade de DNO, “*distribution network ownership*”). Esta seria, entretanto, uma separação ainda mais profunda do que a separação das atividades fio e comercialização, que ainda não foi regulamentada no Brasil. Considerando este contexto, e a realidade atual de que a distribuidora detém o maior conhecimento e capacitação para executar esta atividade de DSO, a solução natural para o Brasil parece ser partir do princípio que a distribuidora seja responsável por esta atividade.

É preciso definir se haverá algum tipo de requisito de separação contábil, legal ou estrutural dentro das distribuidoras, com atenção aos limites que deveriam ser impostos à integração vertical das atividades, garantindo um mercado competitivo sem conflitos de interesse. Este tipo de separação existe hoje nos grupos econômicos que atuam na atividade de distribuição, e é de particular interesse no contexto em que a distribuidora se torna um DSO – especialmente se o DSO possuir algum grau de autonomia para tomar decisões no longo prazo ou no tempo real (como endereçado no Capítulo 4).

A atividade de DSO (que envolve a gestão dos REDs e atuação como “porta-voz” destes frente ao TSO) pode, em muitos momentos, ser conflitante com alguns papéis comerciais que ela possa assumir envolvendo os REDs, principalmente se uma remuneração estiver associada, de modo que mecanismos para conter estes potenciais conflitos de interesse devem ser desenhados (caso estas atividades sejam permitidas). Adicionalmente, é importante que se tenha cautela quanto ao favorecimento de agentes do mesmo grupo econômico, sempre considerando o estabelecido pela Resolução Normativa Aneel n. 948/2021, que disciplina, entre outros, atos e negócios jurídicos entre partes relacionadas.

Em particular, é necessário que se estabeleça, por exemplo, se as distribuidoras poderão ou não ter propriedade dos REDs. Outro ponto de importante discussão é entender **se a distribuidora deverá atuar como agregadora** ou se esse **papel deverá ser aberto para competição**, de forma que seja

realizado por agregadores independentes, ou ainda uma **combinação dessas duas opções**. Muitas vezes, a atuação do DSO como agregador ou gestor de REDs pode implicar em redução do consumo, gerando impactos no sentido de perda de receita, nos casos de tarifas estritamente volumétricas – o que cria um desafio adicional devido à associação da receita das distribuidoras ao volume de energia vendido segundo a regulamentação atual (remuneração das atividades de distribuição volumétrica para os consumidores na baixa tensão). A questão do conflito de interesses, da garantia de competição em atividades competitivas (como o papel de agregador), e a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro das empresas de distribuição devem ser levadas em conta no desenho de iniciativas específicas.

A depender do modelo de negócio de novos serviços para gestão dos REDs, podem surgir questões relacionadas ao conflito de interesse dada a atuação de empresas e suas partes relacionadas, principalmente entre distribuidoras e empresas do mesmo grupo econômico (empresas de serviços), como é usual no mercado. Por outro lado, tendo em vista a combinação entre tarifa volumétrica para a baixa tensão, e regime de *price-cap* vigente, pode ser que a gestão de REDs leve à uma redução no consumo. Sendo a receita volumétrica, pode ser que a distribuidora não tenha os melhores incentivos para tal atuação e, por isso, a importância de separação entre as atividades fio e comercialização, com a adoção de ferramentas de *decoupling*, de forma a desassociar a receita das distribuidoras ao volume vendido. Devem ser desenvolvidos **instrumentos regulatórios que tenham o objetivo de promover e definir os novos papéis para as empresas de distribuição** de energia elétrica, assim como regulamentar sua ativa interação com os REDs e TSO, prevendo regras para estabelecimento de acordos ou contratos bilaterais com os REDs, por exemplo.

Desta forma, um primeiro passo importante reside na necessidade de definir com clareza quais serão as **atividades obrigatórias** a serem desenvolvidas pelas distribuidoras, como papel de DSO, medição inteligente com controle remoto ou não, comercialização varejista regulada, entre outros. Ainda, entender se há **atividades facultativas**, ou ainda, papéis que as **distribuidoras serão proibidas de desenvolver** (como potencialmente detentora de REDs).

5.2.2 Eixo sistematização das atividades facultativas e competitivas

Depois de se definir as novas atividades comerciais que poderão ser prestadas pelas distribuidoras (atividades que não sejam de característica de monopólio natural), será necessário sistematizar as condições para prestação dessas atividades consideradas facultativas e competitivas. Ou seja, a definição de quais atividades serão abertas para competição e quais as condições, considerando os

agentes de mercado que possam participar e como este processo deverá ocorrer. De um modo geral, as principais atividades de natureza competitiva, a serem atribuídas às distribuidoras frente a disseminação dos REDs, podem ser classificadas nos seguintes grandes grupos:

- uma *comercialização varejista*, isto é, a representação comercial de um agente (que poderia igualmente ser representado por uma comercializadora, no lugar da distribuidora).
- um *agregador de REDs*, uma atividade que, embora primariamente seja de natureza “comercial” (e, portanto, bastante similar à comercialização varejista), também envolve algum tipo de intermediação entre o DSO e os REDs físicos, por exemplo para executar as instruções de despacho enviadas pelo TSO. Quando a própria distribuidora (DSO) assume este papel de agregador, ela passa a ter uma relação física e comercial direta com estes REDs despacháveis.
- Uma *relação ainda mais direta com os REDs* – inclusive a propriedade de ativos REDs pela distribuidora – é outro caminho possível que pode ser regulamentado, porém sendo necessário evitar conflitos de interesse, como a despriorização dos REDs ativos das distribuidoras em caso de corte de geração por comando do TSO.

Estas atividades precisam ser sistematizadas no sentido de garantir que a distribuidora não receba uma vantagem indevida para atuar neste mercado em comparação aos outros agentes, essencialmente inviabilizando a competição neste segmento (caso a regulamentação de fato preveja que este seria um segmento competitivo). A normatização do compartilhamento de receitas acessórias, o tratamento de elementos relacionados a estas atividades facultativas na rubrica de “outras receitas” da distribuidora, e a necessidade de revisão no mecanismo de remuneração (seja de atividades reguladas ou de atividades facultativas) também podem ser relevantes.

Por exemplo, a atividade de gestão de REDs pode ser ou não incumbência da distribuidora e se, por um lado, a atuação da distribuidora como gestora de REDs (dentre outros serviços que podem ser prestados pelo DSO) pode apresentar vantagens ao mercado, dada sua expertise de atuação e a possibilidade de sinergias, há a preocupação com o conflito de interesses.

A prestação do serviço de “agregador” pode ser feita, entretanto, de forma competitiva. Ainda que os REDs, de maneira individual, dificilmente poderão prover produtos complexos aos operadores, nos modelos de negócios em que há previsão para agregação de REDs nasce a possibilidade de que, de forma agregada, os REDs tenham condições de se comportar de forma muito mais previsível. Ao coordenar um grande número de recursos distribuídos por meio de dispositivos de medição e controle mais avançados, este podem fornecer produtos de qualidade da previsão, por exemplo.

Introduz-se, nesse contexto, o conceito de *Virtual Power Plants* (VPP) que é, basicamente, um sistema que se baseia em um *software* e uma rede inteligente (*smart grid*) para, de forma remota, otimizar e despachar os recursos energéticos distribuídos. Ao orquestrar a geração solar distribuída, sistemas de armazenamento, consumidores com cargas flexíveis e outros REDs, os VPP podem prover produtos e serviços de resposta rápida frente a necessidades sistêmicas, substituindo fontes flexíveis tradicionais (IRENA, 2019). Neste modelo, a receita desta atividade corresponde à receita de mercado da operação das VPPs, independentemente do serviço do agregador ser prestado pela distribuidora ou por uma empresa privada.

5.2.3 Eixo remuneração e monitoramento das atividades

Depois de definidas as atividades que devem, podem e não podem ser prestadas pelas distribuidoras, com relação às atividades facultativas e competitivas, é preciso que se estabeleça a forma de remuneração e o monitoramento associado, seja para o DSO ou outros agentes de mercado, de maneira garantir atratividade para a prestação do serviço e, ao mesmo, que o preço exercido seja coerente com as atividades a serem desenvolvidas.

Vale relembrar que toda receita advinda de atividades que não constam no núcleo do negócio de distribuição, deverão ser objeto de compartilhamento para fins de modicidade tarifária, de forma a beneficiar todos os consumidores. A captura da receita obtida pela prestação destas novas atividades (“acessórias”), compartilhada para fins de modicidade tarifária, poderia gerar um desincentivo à prestação destas novas atividades. Este fato pode ser desvantajoso para o mercado como um todo, dado a robustez das empresas de distribuição e seu potencial de contribuir para alavancar novos mercados. Uma outra possibilidade já discutida no mercado é a autorização para o compartilhamento de receitas reduzido por um período determinado.

Além disso, com o desenvolvimento e implementação das redes inteligentes, algumas atividades típicas do serviço de distribuição poderão ser “atualizadas”, de forma que algumas atividades tradicionais (tanto comerciais como de “fio”) passem a ter novas características. Ou seja, pode ser que atividades de monopólio natural possam ser oferecidas por outros agentes concorrentes, desde que garantido o equilíbrio econômico e financeiro das concessões de distribuição e, ainda, mantidos os direitos adquiridos da concessionária. Transcreve-se abaixo trecho da Nota Técnica Aneel 1.056/2024 relativa à Consulta Pública Aneel 27/2024:

*“75. Serviços caracterizados como de monopólio natural permanecerão sob exploração da concessionária; **mas serviços que não se enquadrem nessa categoria, ou que passem a não se enquadrar com o avanço tecnológico, poderão ser oferecidos por concorrentes, conforme regulação da ANEEL.** Esta medida permitirá que outras empresas disputem a exploração do serviço, garantindo que a concessionária não tenha direitos adquiridos sobre tais serviços, exceto quando necessário para preservar o equilíbrio econômico da concessão.”* (grifo nosso)

Um bom exemplo é a atividade de medição, que, com a implementação de infraestrutura de medição avançada (AMI) passa a contar, por exemplo, com a possibilidade da criação de uma plataforma de gestão dos dados, e pode-se discutir a abertura desta atividade para a concorrência, sem que esteja necessariamente alocada à distribuidora. Neste contexto, é importante que a remuneração e monitoramento destas novas atividades sejam definidas, considerando a importância de tratamento e confiabilidade adequado dos dados com a perspectiva de livre acesso à informação gerada.

O cerne da atividade de distribuição é o planejamento, operação e a manutenção das redes de distribuição, a conexão de novas unidades consumidoras e a medição, atividades estas de natureza regulada (e, portanto, objeto do Capítulo 6). Toda receita advinda de atividades que não constam no núcleo do negócio de distribuição, contidas nos contratos de concessão, deverão em princípio compartilhar um percentual da receita com a modicidade tarifária, de forma a beneficiar todos os consumidores.

Entretanto, é importante adequar os incentivos financeiros contidos nos mecanismos de “Outras receitas” de forma a impulsionar a inovação e uso de novas tecnologias para desenvolvimento de modelos de negócios que contribuam para capturar o máximo de benefícios dos REDs. Em particular, no âmbito da Consulta Pública Aneel n. 69 de 2020¹², foi levantada uma proposta de percentual de compartilhamento de receita reduzido (ainda que de forma temporária) para novas atividades acessórias complementares, como um incentivo ao desenvolvimento de novas atividades *“criadas a partir de novas tecnologias como a combinação dos recursos energéticos distribuídos, medidores*

¹² A Consulta Pública Aneel n. 69/2020 tratou de “Obter subsídios para a reavaliação dos submódulos 2.7 e 2.7A dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, referentes ao compartilhamento de Outras Receitas no segmento de distribuição de energia elétrica”. Para visualizar os documentos da Consulta, acessar: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=UdO5Jfrc&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3487&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica

inteligentes, veículos elétricos, inteligência artificial, internet das coisas, blockchain e computação em nuvem terão percentual de compartilhamento de 5% da receita bruta nos primeiros cinco anos, contatos de sua aprovação pela ANEEL, subindo de forma linear até atingir 20% da receita bruta no décimo ano, quando os percentuais de captura para a modicidade tarifária serão reavaliados.”

Isto é importante pois quaisquer tipos de novos modelos de negócio a serem desenvolvidos pelas distribuidoras que envolvam os REDs são, potencialmente, caracterizados como atividades de caráter não regulado, ou seja, que não guardam relação (direta) com os serviços de distribuição e, portanto, a renda obtida com essas atividades deverá ser compartilhada com o consumidor final, via modicidade tarifária.

Muitas vezes, inclusive, pode ser que as atividades desenvolvidas possam gerar redução do consumo, e, tendo uma tarifa volumétrica, pode implicar na redução de receita por parte das distribuidoras. Portanto, há uma relação direta também com a definição de uma tarifa não volumétrica para a baixa tensão, que não desincentive soluções inovadoras. Essa possibilidade de alteração do modelo tarifário vigente foi objeto da Consulta Pública Aneel n. 027/2024 e foi incluída como possibilidade futura na minuta dos contratos de concessão das distribuidoras de energia a serem prorrogadas, condicionada à regulamentação.

5.3 Exemplos de iniciativas específicas

Estão listados abaixo alguns exemplos não exaustivos para ilustrar de maneira mais concreta os tipos de iniciativas específicas que poderiam ser desenvolvidas como parte desta macro iniciativa, seguindo os eixos acima definidos. Algumas destas iniciativas poderão ser selecionadas para maior detalhamento no relatório 2B.

5.3.1 Distribuidora como agregadora

É preciso considerar que o agregador de REDs precisa ser um agente que entenda do mercado, com capacidade técnica e financeira para representar os REDs ao DSO e TSO. Nos mercados em que a figura de agregador independente é estabelecida, a remuneração pela prestação do serviço como agregador é, usualmente, definida de forma bilateral entre o Agregador e o RED. O pagamento pelo fornecimento do produto provido pelo RED é feito diretamente ao Agregador que retém uma taxa e repassa o restante ao RED. Essa taxa pode variar, e tem relação com o grau de flexibilidade do RED, ou quanto este poderá contribuir para a “carteira” de REDs que possui o Agregador.

A distribuidora pode então ter dois papéis centrais como agregadora:

- Atividade comercial competitiva de agregadora que pode ser aberta para competição com outros players de mercado (agregadores independentes). Neste caso a remuneração pela prestação de serviço de agregador competitivo deve ser estabelecida de forma bilateral entre REDs e DSO/Agregador, ou seja, **remuneração não regulada**.
- Atividade de agregadora de “última instância” dado que, mesmo que existam agregadores independentes, o relacionamento entre TSO e REDs (ou agregadores independentes) sempre será sempre intermediado pelas distribuidoras. Neste caso a **remuneração deve ser regulada**.

Ressalta-se que para ambos os casos precisam ser estabelecidas formas de remuneração adicionais, **uma vez que a remuneração não está embutida na remuneração atual das distribuidoras**.

Considerando a atividade de agregação competitiva, o mercado pode permitir a existência de agregadores independentes que respondam diretamente ao DSO (agregador de “última instância”). Ou seja, o DSO seguiria como a última instância de contato com TSO, sendo o agregador de última instância atividade que deverá ter uma receita regulada.

Com relação à possibilidade do DSO ser agregador competitivo, pode-se avaliar que esta atividade esteja atrelada à separação das atividades fio e comercialização. De toda forma, com esta atividade aberta à competição, deverão existir regras de mercado para habilitação de Agregadores Independentes de REDs, que poderão se basear nas regras hoje já estabelecidas para Comercializador Varejista, por exemplo. No entanto, é imprescindível que se garanta que não haja assimetria de informação e tampouco uso de poder monopolista por parte das distribuidoras, o que pode ser realizado por meio de fiscalizações.

Em outras palavras, expõe-se aqui a possibilidade de que a Distribuidora tenha dois papéis distintos: agregadora competitiva (atrelada a separação das atividades de fio e comercialização) e de última instância (atividade regulada) de REDs, sendo sempre responsável pela comunicação direta com o TSO. Sugere-se a possibilidade de que existam outros agregadores independentes que serão responsáveis por fazer a intermediação entre agentes que o escolham e o DSO.

O DSO segue sendo o responsável pela operação física de sua rede em todos os casos, e responsável pela comunicação com o TSO. Os agregadores independentes que deverão passar por processo de habilitação serão responsáveis, no entanto, pela operação comercial dos REDs por ele agregados.

Abaixo um descritivo de como esta iniciativa específica é classificada (com base nos eixos acima desenhados):

- ✓ Em termos de **limitações e caracterização de papéis**, esta iniciativa específica define a possibilidade da distribuidora atuar como agregadora de última instância e agregadora competitiva de REDs.
- ✓ Com relação à **sistematização das atividades facultativas e competitivas** define-se a possibilidade de abrir a atividade de agregação competitiva de REDs para participação de outros agentes de mercado, com a inclusão de outros agregadores independentes devidamente habilitados.
- ✓ Com relação à **remuneração e monitoramento de atividades**, sugere-se que seja estabelecida de forma bilateral entre DSO (Agregador competitivo) e REDs. A atividade de Agregador de última instância é monopólio natural e, portanto, deve ter remuneração regulada.

5.3.2 Atividade de medição avançada

A implementação de um parque de medição avançado tem um papel de destaque na integração eficiente dos recursos energéticos distribuídos e ajuda na interação entre os REDs, os DSO e TSO. Tecnologias facilitadoras, com destaque para medição inteligente, possibilitam a automação de algumas atividades que são necessárias para gerir eventuais consequências indesejáveis geradas pela expansão de REDs, como balanço das intermitências e fluxos bidirecionais na rede.

Sistemas digitais darão suporte ao processo de coordenação entre os operadores de rede frente ao crescimento dos recursos energéticos distribuídos, por meio do aprimoramento e monitoramento dos dispositivos de medição e controle e a integração de dados entre os sistemas. A automação dos recursos conectados na distribuição e os sistemas digitais já estão sendo introduzidos em diversos mercados em outros países com sistemas de gestão de recursos energéticos distribuídos. (IRENA, 2019)

Neste contexto, destaca-se a importância de padronização do recolhimento e compartilhamento de dados, respeitando aqueles sensíveis e privados. Os dados são elemento fundamental para o desenvolvimento de novos serviços para os consumidores, mas também para identificação do mais eficiente potencial de contribuição dos REDs para o sistema. Instrumentos digitais inteligentes apoiados por infraestrutura de comunicação serão necessários, de forma a facilitar as interações entre os DSOs e os REDs, em função de despachos realizados pelo TSO.

A instalação de medição inteligente possibilita o desenvolvimento de novos serviços “personalizados”, a partir da gestão ativa dos dados. Para isso, é imprescindível que se discutam formas de incentivar a adoção massiva de medição inteligente para as distribuidoras de energia elétrica, nas diferentes áreas de concessão no Brasil, sempre que os benefícios superem os custos de implementação.

No caso do Brasil, em função da reduzida vida útil dos medidores inteligentes, há uma possível perda na atratividade deste tipo de investimento com relação a outros investimentos devido às periodicidades a cada quatro anos das revisões tarifárias, fato este que foi apresentado na Nota Técnica de abertura da Consulta Pública (CP) Aneel 027/2024, já mencionada. Desta forma, uma possibilidade a ser considerada é exatamente o reconhecimento dos investimentos intraciclo, ou seja, de forma antecipada. Porém, a Aneel comenta na CP 027/2024 não ser algo viável considerando as dificuldades de reconhecimento desses investimentos e riscos à modicidade tarifária.

Sugere-se que a atividade de instalação dos medidores siga de responsabilidade das distribuidoras, com remuneração associada hoje já incluída na remuneração das distribuidoras e que, ao menos inicialmente, a gestão da informação siga atrelada à distribuidora, com potencial teste e avaliação da inclusão de um GIDI.

Abaixo um descritivo de como esta iniciativa específica é classificada (com base nos eixos acima desenhados):

- ✓ Em termos de **limitações e caracterização de papéis**, esta iniciativa específica define a obrigação da distribuidora seguir como responsável pela medição, com a possibilidade de instalação massiva de medição inteligente, quando os benefícios superem os custos de implementação, e, principalmente, a possibilidade de reconhecimento tarifário antecipado.
- ✓ Para a atividade de **medição propriamente dita**, não se aplica o eixo **sistematização das atividades facultativas e competitivas**. Contudo, surgem extensões dessa atividade que poderiam ser competitivas, como a gestão dos dados gerados pela medição inteligente.

Com relação à **remuneração e monitoramento de atividades**, entende-se que não poderão existir outras agentes **responsáveis pela medição**, e a remuneração segue embutida na remuneração do DSO. Considerando o surgimento da atividade de gestão da informação, entende-se que podem ser realizado testes para inclusão de outros agentes na prestação deste serviço de forma competitiva.

6 ATIVIDADES FIO DA DISTRIBUIDORA

No Brasil, as distribuidoras de energia elétrica têm a responsabilidade de operar o sistema de distribuição, que inclui ativos de alta, média e baixa tensão. A regulamentação do setor estabelece as obrigações entre o concessionário e seus usuários, que incluem unidades consumidoras, geradoras e outras distribuidoras. Além disso, também define a relação entre as distribuidoras e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). As distribuidoras atuam exclusivamente dentro de suas áreas de concessão, onde são responsáveis pelo atendimento a qualquer usuário que solicite acesso à energia elétrica.

Os REDs possuem potencial de se tornarem provedores de serviços e, assim, contribuir para a otimização dos investimentos necessários para atendimento aos requisitos dos sistemas. Contudo, para que estas novas possibilidades sejam aproveitadas, é preciso que se implementem novas práticas de planejamento e operação das redes de distribuição, além de revisar os modelos de mercado de distribuição do setor elétrico brasileiro.

O modelo regulatório aplicável ao segmento de distribuição é o *price cap*, em que a ANEEL calcula e homologa tarifas-teto para os usuários de cada distribuidora. Esse regime, **associado à tarifa volumétrica**, com base no consumo de energia mensal para a Baixa Tensão (BT), pode se demonstrar pouco adequado ao serviço de distribuição em um cenário de crescimento massivo dos REDs, dado que a redução do consumo líquido diminui a receita das distribuidoras, mas seus custos fixos permanecem. Isso compromete o equilíbrio econômico-financeiro, exige investimentos adicionais para gerenciar a intermitência dos REDs e gera desigualdade tarifária, sobrecarregando consumidores sem geração própria.

Soluções potenciais vêm sendo discutidas pelo mercado, com a intenção de dar maior visibilidade aos usuários sobre os custos reais de uso da rede e os impactos trazidos pelos RED nas redes de distribuição e transmissão de forma a garantir a remuneração adequada pela prestação do serviço de distribuição. Com isso, objetiva-se preservar o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras por meio da introdução sustentável dos recursos energéticos distribuídos.

Destacam-se aqui, como soluções já em desenvolvimento no mercado, a possibilidade de aplicação de tarifas multipartes¹³ aos consumidores conectados à BT e a possibilidade de transição do modelo

¹³ Ver <https://www.gov.br/aneel/pt-br/empreendedores/sandboxes-tarifarios>

regulatório de *price cap* (Preço-teto) para *revenue cap* (Receita-teto). No modelo *revenue cap*, as distribuidoras têm maior liberdade para alocar seus investimentos pois o preço de tarifa aos seus usuários não está regulado e as distribuidoras podem fazer a gestão interna até o valor máximo de receita regulado, independente de variações no consumo. Destaca-se, ainda, a importância de separação das atividades fio e comercialização de energia (*decoupling*), desassociando a integralidade da receita das distribuidoras do volume de energia vendido, garantindo uma parcela fixa que remunere os custos fixos da distribuição.

6.1 Conceitual

O significativo crescimento dos REDs gera efeitos colaterais que impõem a necessidade de modernização das redes de distribuição, apontando para a importância de investimento em digitalização, ao dar ferramentas para uma melhor e mais eficiente gestão frente o aumento da complexidade do sistema. Além disso, dispositivos avançados de monitoramento e controle **têm a capacidade de melhorar o monitoramento das informações em tempo real, possibilitando uma gestão mais eficiente da rede**. O controle remoto minimiza os tempos de intervenção e o número de operações que têm de ser realizadas *in loco* na rede, tornando possível a operação a partir de um único centro de controle, utilizando um sistema dedicado de controle de supervisão e aquisição de dados (SCADA) (IEA, 2023).

No caso do Brasil, é importante ressaltar que uma das principais barreiras para a gestão adequada de REDs é a precária infraestrutura de telecomunicações e a necessidade de aumento da capacidade de supervisão da rede por parte de algumas distribuidoras, embora algumas distribuidoras tenham iniciado projetos de instalação massiva de medição inteligente. Nesse aspecto, a implementação de dispositivos inteligentes facilita a integração entre o DSO e os recursos conectados em sua rede, sendo um catalizador para uma integração eficiente entre TSO e o DSO, com destaque para medição inteligente, sensores, inteligência artificial. Para isso, destaca-se a importância de estabelecer regras para que os **RED cumpram determinados requisitos de comunicação e controle, de forma a cumprir potenciais despachos realizados pelo DSO devido à necessidade sistêmica do TSO**.

Como apresentado no relatório 1A, no caso do mercado de baixa tensão, a tarifa é volumétrica com base no consumo de energia mensal e a **estrutura tarifária vigente carece de atualização** para compor uma sinalização econômica mais adequada no contexto de maior inserção dos REDs. Esse fato poderá impulsionar, inclusive, outros tipos de recursos, como baterias “*behind-the-meter*” que permitem uma

gestão ativa em resposta a variações de preço no mercado de curto prazo ou frente a novos produtos, como de flexibilidade, que poderiam ser ofertados. A existência de um **mercado competitivo de serviços ancilares** também pode auxiliar na maior eficiência no uso desses recursos, dado sinal econômico adequado.

Sinais de preço têm o potencial de promover um ciclo virtuoso, reduzindo os custos totais para o sistema ao viabilizar a possibilidade de postergação de investimentos em ativos de transmissão e distribuição. Nesse contexto, também podem ser desenvolvidos mecanismos de mercado para buscar produtos que possam ser oferecidos pelos REDs, como solução alternativa também aos investimentos tradicionais de expansão e resiliência das redes.

Os produtos a serem oferecidos pelos REDs podem ser associados aos (i) sinais de preços de eletricidade, como modulação ou redução de ponta, (ii) produtos despacháveis, com pagamentos associados à disponibilidade contratados para curto, médio o longo prazo ou, ainda, (iii) produtos de natureza contínua, associados a produtos de reestabelecimento do sistema, de controle de tensão, de controle de frequência, inércia sintética e controle de harmônicos, normalmente associados à prestação de serviços ancilares. **Para os produtos (ii) e (iii) existe uma remuneração associada à contratação desses produtos e, por isso, será necessário dar tratamento ao reconhecimento desse custo pela distribuidora.**

É interessante que as distribuidoras possam utilizar do potencial dos REDs ao contratar produtos que atendam necessidades de flexibilidade, restrições de rede e redução de congestionamento (na transmissão e na fronteira com a distribuição) ou que atendam a demandas de diferentes naturezas para a operação da rede de distribuição. Em outras palavras, a possibilidade de que a distribuidora contrate serviços dos REDs para cumprir com sua atividade regulada, em detrimento de soluções tradicionais (como expansão de rede) sempre que a alternativa se mostre mais econômica e eficiente.

Naturalmente, será imprescindível a definição de regras para essas contratações, garantindo, por um lado, o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, mas também a busca pela modicidade tarifária, ou seja, que as alternativas encontradas sejam de menor custo global quando comparado às soluções tradicionais, como expansão de redes.

Para cada tipo de produto deverão ser definidos os requisitos para integração tecnológica, envolvendo as distribuidoras, ONS e os potenciais agregadores de REDs. Ressalta-se que será relevante definir o grau de autonomia dos DSOs para tomar decisões de contratação desses produtos, avaliando-se o nível de aversão ao risco das distribuidoras com relação ao reconhecimento ou não desses

investimentos e riscos de conflitos de interesse. Adicionalmente, é preciso dar tratamento aos índices de continuidade do serviço das distribuidoras que podem ser impactados em alguns casos, como no caso de geração distribuída.

6.2 Classificando tipos de iniciativa

Para caracterizar uma iniciativa específica no contexto de Atividades Fio da distribuidora é necessário levar em conta as seguintes principais componentes:

- O eixo **tipos de desafios contemplado** relaciona-se com as consequências indesejadas geradas pela inserção massiva de RED.
- O eixo **autonomia da distribuidora de curto prazo** trata do grau de independência do DSO em definir e contratar produtos para despacho de REDs no curto prazo.
- O eixo **autonomia da distribuidora de longo prazo** trata do grau de independência do DSO em definir e contratar produtos para despacho de REDs no longo prazo.

6.2.1 Eixo tipos de desafio contemplados

Conforme identificado no Relatório 1C, que analisou experiências no Brasil, os desafios enfrentados pelos DSOs diante da inserção massiva de REDs são múltiplos e diversos. A possibilidade de controle e gestão ativa desses recursos surge como uma ferramenta essencial para mitigar problemas relacionados a:

- **Gestão dos Fluxos na Rede:** Coordenação bidirecional eficiente para evitar sobrecargas, fluxos inversos que remetam a riscos para a operação do sistema e otimizar a integração da geração distribuída, garantindo uma operação equilibrada;
- **Regulação de Frequência:** Utilização dos REDs como recursos ativos para assegurar o equilíbrio instantâneo entre carga e geração e para reforçar as margens de estabilidade do sistema em resposta a desvios de frequência, contribuindo para a segurança e a confiabilidade da operação;
- **Mitigação da redução da Vida Útil dos Ativos:** Implementação de estratégias que minimizem os impactos dos fluxos variáveis, prolongando a durabilidade de transformadores, linhas e outros equipamentos críticos;

- **Recomposição do Sistema:** Incremento da capacidade de resposta em situações de falhas, possibilitando a rápida atuação de REDs no suporte à recuperação parcial ou total do sistema;
- **Perdas Elétricas:** Redução de perdas técnicas através de monitoramento contínuo e controle ativo, bem como mitigação de perdas comerciais com maior visibilidade da rede;
- **Respostas a Emergências:** Agilidade no diagnóstico e na aplicação de ações mitigadoras durante eventos críticos, como desastres climáticos ou falhas em larga escala.
- **Resiliência:** Desenvolvimento de redes mais robustas e preparadas para enfrentar condições operativas adversas, incluindo eventos climáticos extremos, por meio de tecnologias inteligentes e recursos distribuídos.

Esses desafios podem ter origem tanto na rede de distribuição quanto na rede de transmissão. Por exemplo, fluxos bidirecionais podem ser resultado de geração distribuída excedente em horários de baixa demanda, gerando impactos tanto na operação do DSO quanto no TSO.

Além disso, a natureza temporal dos desafios é variada:

- **Curto prazo:** Envolve situações emergenciais ou operativas imediatas, como sobrecargas inesperadas ou desvios de frequência;
- **Médio a longo prazo:** Inclui questões relacionadas ao planejamento da expansão, como a adequação de infraestrutura para suportar um aumento contínuo de REDs e a evolução das tecnologias de medição e automação.

A diferenciação na origem e temporalidade dos desafios impacta diretamente o tipo de solução e a modalidade de contratação necessária pelas distribuidoras. No curto prazo, soluções de controle em tempo real, como a utilização de REDs com controles locais em malha fechada para fornecerem suporte à rede e o uso de PMUs (Unidades de Medição Fasorial) são cruciais. Já no médio e longo prazo, mecanismos regulatórios e incentivos adequados tornam-se essenciais para fomentar investimentos em tecnologias de monitoramento, automação e medição inteligente.

Por exemplo, para desafios como a recomposição do sistema e a gestão de fluxos, é necessário um planejamento que considere tanto investimentos em infraestrutura quanto contratos com agentes que possam prover serviços ancilares e suporte operacional.

Para que os DSOs possam enfrentar esses desafios de forma proativa, é imprescindível que haja um equilíbrio regulatório que mitigue os riscos associados aos investimentos necessários. O projeto

objeto deste relatório visa definir aprimoramentos regulatórios e técnicos para tratar os impactos dos RED na rede operada pelo ONS. Nesse sentido, destaca-se:

1. **Reconhecimento Regulatório:** Implementação de metodologias que reconheçam e recompensem os investimentos feitos em tecnologias de gestão de REDs.
2. **Modelos Tarifários Avançados:** Estruturas tarifárias dinâmicas que incentivem tanto os DSOs quanto os consumidores a adotarem práticas que contribuam para a estabilidade e eficiência do sistema.
3. **Desenvolvimento de Parcerias:** Envolvimento de agentes externos e agregadores que possam atuar como intermediários para organizar e potencializar a contribuição dos REDs.

6.2.1.1 Medição Inteligente como Pilar Estratégico

A medição avançada é um elemento fundamental para enfrentar os desafios identificados. Ao possibilitar a observabilidade e controlabilidade de uma maior parte da rede e a resposta ativa dos consumidores e REDs, a medição inteligente promove:

- **Transparência Operacional:** Maior visibilidade das condições de operação em tempo real;
- **Sinalização de Preços:** Permite aos consumidores ajustarem seu comportamento com base em variações tarifárias; e
- **Facilidade na Integração de REDs:** Garante que recursos distribuídos sejam monitorados e controlados com precisão, aumentando sua eficiência e confiabilidade.

A implementação dessas ferramentas, aliada a incentivos regulatórios, representa um passo essencial para que os DSOs possam lidar com os desafios de curto, médio e longo prazo, promovendo a modernização e a resiliência do sistema elétrico.

6.2.1.2 Monitoramento das Variáveis Elétricas em Tempo Real nas barras de fronteira

O monitoramento em tempo real das grandezas elétricas nas barras de fronteira — tensão, corrente, frequência e potência ativa e reativa — é um elemento indispensável para a integração eficiente entre o TSO e o DSO. Essa prática oferece uma base sólida para a coordenação operacional entre os dois sistemas, especialmente em um cenário de crescente penetração dos REDs.

1. **Melhora na Observabilidade Sistêmica:** O monitoramento contínuo das variáveis elétricas nas barras de fronteira permite que tanto o TSO quanto o DSO tenham uma visão abrangente e em tempo real das condições operativas nos pontos de interconexão. Essa observabilidade é crucial ao TSO para detectar anomalias, como desvios de frequência, tensões fora de faixa ou fluxos de potência inesperados, permitindo respostas rápidas e eficazes.
2. **Coordenação Operacional entre TSO e DSO:** A troca precisa e em tempo real de dados das grandezas elétricas possibilita uma comunicação clara entre TSO e DSO, essencial para evitar restrições operacionais. Essa coordenação garante que ações tomadas por um operador não comprometam a estabilidade e segurança do sistema do outro a partir dos limites definidos nas fronteiras das redes.
3. **Gestão Eficiente de Fluxos de Potência:** Com o monitoramento contínuo, é possível controlar e balancear os fluxos de potência ativa e reativa entre as redes de transmissão e distribuição. Isso é especialmente importante em casos de fluxos bidirecionais, que podem surgir devido à geração distribuída, como energia solar e eólica, conectada ao sistema de distribuição.
4. **Mitigação de Problemas Operacionais:** O monitoramento em tempo real ajuda a identificar e solucionar problemas operacionais antes que eles se tornem críticos, como sobrecargas nas barras de fronteira ou condições de instabilidade devido a variações rápidas na geração ou consumo.
5. **Suporte à Resiliência e Estabilidade do Sistema:** A detecção precoce de desvios nos parâmetros elétricos em tempo real aumenta a capacidade de resposta do sistema frente a eventos adversos, como falhas em equipamentos, contingências ou variações abruptas na carga e na geração.

Para assegurar o monitoramento eficaz das barras de fronteira, é necessário investir em:

- **Equipamentos de Medição Avançada:** Unidades de Medição Fasorial (PMUs) e medidores inteligentes que proporcionem dados com alta precisão e baixa latência.
- **Infraestrutura de Comunicação:** Redes de alta velocidade para transmissão de dados em tempo real, garantindo que as informações sejam disponibilizadas simultaneamente para TSO e DSO.

- **Plataformas de Análise de Dados:** Ferramentas robustas para processar e visualizar grandes volumes de dados, facilitando a tomada de decisões operacionais.
- **Interoperabilidade e Padrões:** Adoção de padrões comuns para que os sistemas utilizados pelo TSO e DSO possam se comunicar sem barreiras.

Além da melhoria direta na operação, o monitoramento contínuo das grandezas elétricas nas barras de fronteira oferece benefícios estratégicos, como:

- **Redução de Custos Operacionais:** Com a diminuição de falhas e interrupções no sistema.
- **Apoio ao Planejamento de Expansão:** Dados históricos coletados em tempo real ajudam a identificar padrões e planejar melhorias futuras na infraestrutura.
- **Maior Eficiência Energética:** Otimização dos recursos disponíveis com base em condições operativas em tempo real.

6.2.2 Eixo autonomia da distribuidora de Curto Prazo

O desenvolvimento de mecanismos de despacho dos RED pode partir de decisões centralizadas provenientes do regulador ou TSO, ou de decisões tomadas pelo próprio DSO, com a prerrogativa de escolha da melhor solução em termos técnicos e econômicos. O projeto objeto deste relatório visa definir aprimoramentos regulatórios e técnicos para tratar os impactos dos RED na rede operada pelo ONS. Assim, este eixo trata da importância de se definir o grau de autonomia das Distribuidoras para ações no curto prazo, com relação à gestão de REDs, frente às necessidades sistêmicas. A autonomia de curto prazo está associada à gestão emergencial, ou seja, a ações em função de necessidades de curto prazo, como cortes de carga, corte de geração, remanejamento, entre outros, para garantir a segurança sistêmica sob coordenação do ONS.

Pode-se estabelecer um mercado em que as distribuidoras tenham autonomia para buscar, via despacho de REDs, soluções para os problemas emergenciais com origem na rede de distribuição, sem relação direta com despachos provenientes do TSO. Esta possibilidade poderia implicar na postergação ou otimização dos investimentos na rede, com maior benefício para o consumidor final.

Destaca-se que a autonomia das distribuidoras para tomada de decisão de contratar serviços e produtos de REDs está diretamente ligada ao risco de remuneração, ou seja, risco de não reconhecimento destes investimentos. Caso esse risco seja elevado, é natural que a distribuidora

precise de uma remuneração potencial mais alta, ou necessidade de expurgo dos seus indicadores de qualidade, de forma a compensar o risco incorrido.

Para isso, é necessário que se desenvolva uma metodologia de avaliação sobre as vantagens e desvantagens das soluções alternativas frente as soluções tradicionais, com algum tipo de garantia de reconhecimento tarifário (garantia de remuneração) ou expurgo das penalidades. Ou seja, poderia ser desenvolvida uma metodologia geral de reconhecimento de investimentos desta natureza, de forma a incentivar a busca, por parte das distribuidoras, de soluções alternativas.

6.2.3 Eixo autonomia da distribuidora de Longo Prazo

Este eixo trata da importância de se definir o grau de autonomia das distribuidoras para ações no longo prazo, com relação à gestão de REDs. A autonomia de longo prazo está associada a decisões de investimento planejado, ou seja, a possibilidade de contratação de serviços ou produtos para atendimento de necessidades sistêmicas de longo prazo (como mudanças no comportamento da demanda de eletricidade), em detrimento de investimentos “tradicionais”, como expansão ou reforço da rede de distribuição.

Assim como explicitado no eixo anterior, esta possibilidade poderia implicar na postergação ou otimização dos investimentos na rede, com maior benefício para o consumidor final. De forma similar, também será necessário definir regras para garantir que as soluções alternativas sejam mais eficientes e econômicas que as soluções tradicionais, com remuneração e reconhecimento tarifário assegurados ao concessionário.

6.3 Exemplos de iniciativas específicas

Estão listados abaixo alguns exemplos não exaustivos para ilustrar de maneira mais concreta os tipos de iniciativas específicas que poderiam ser desenvolvidas como parte desta macro iniciativa, seguindo os eixos acima definidos. Algumas destas iniciativas poderão ser selecionadas para maior detalhamento no relatório 2B.

6.3.1 Requisitos de conexão prevendo mecanismos de corte de geração na rede DSO

Uma das iniciativas fundamentais para lidar com os desafios associados à integração dos REDs no sistema de distribuição é a definição de requisitos de conexão que incluam mecanismos para corte controlado de geração. Esses mecanismos têm como objetivo aumentar a flexibilidade operativa,

permitindo a mitigação de excessos de geração em momentos críticos, bem como a regulação de frequência e o suporte à estabilidade sistêmica.

Os mecanismos de corte de geração devem ser projetados para atender à necessidade de alívio de excesso de geração, com foco em fornecer suporte à operação do sistema. Nessa perspectiva, os REDs podem ser acionados para reduzir gradativamente a injeção de potência ativa em momentos de excedente, como por exemplo para reduzir a rampa do pico de carga no final da tarde.

Para tal, os requisitos de conexão devem ser definidos de forma abrangente, considerando as necessidades globais de geração distribuída e demais recursos energéticos distribuídos no sistema interligado, e não apenas as demandas específicas de cada DSO. Essa abordagem garante uma maior uniformidade na integração dos REDs, promovendo uma operação coordenada entre os diferentes agentes e reduzindo conflitos locais.

Contudo, é importante considerar que a previsibilidade de receitas dos agentes de RED pode ser afetada pelo corte de geração. Para mitigar esse efeito, pode ser necessário definir compensações financeiras ou incentivos regulatórios, ou aplicação dessas novas regras de forma transitória e transparente.

A implementação de requisitos de conexão deve levar em consideração as características técnicas e operativas de cada tipo de RED (e.g., geração solar fotovoltaica, eólica, sistemas de armazenamento, carregador de veículo elétrico, resposta da demanda). Isso inclui avaliar a capacidade de resposta de cada recurso e os efeitos potenciais do controle na eficiência e na viabilidade econômica desses projetos.

Os requisitos de conexão, particularmente os de comunicação e controle, dependerão significativamente da antecedência com que a ordem de despacho é emitida. Se o corte for realizado em tempo real, será necessário implementar sistemas de comunicação de alta velocidade com redundância que garanta uma alta disponibilidade. Por outro lado, se o corte for realizado durante a programação da operação, os requisitos de comunicação podem ser menos exigentes, com maior dependência de sistemas preditivos e coordenação via planejamento.

Abaixo um descritivo de como esta iniciativa específica é classificada (com base nos eixos acima desenhados):

- ✓ Em termos de *desafios contemplados*, esta iniciativa específica permite a gestão dos fluxos na rede e a regulação de frequência do SIN. O foco estaria, portanto, na potência ativa e controlabilidade de curto prazo.
- ✓ Em relação à autonomia da distribuidora de curto-prazo, os mecanismos de corte de geração conferem ao DSO maior capacidade de resposta para a gestão dos fluxos na rede de distribuição e transmissão e no controle da geração na fronteira, promovendo maior flexibilidade operacional, e, portanto, maior autonomia. Essa autonomia em tempo real possibilita o ajuste rápido em situações operacionais críticas.
- ✓ Já no que diz respeito à flexibilidade de longo prazo, ela é mais baixa, já que o empoderamento da distribuidora para tomar decisões, por exemplo, no que diz respeito a investimentos em novos equipamentos e definição de novos protocolos, seria limitado, mas pode ser necessário produtos e serviços para segurança sistêmica; mantendo o paradigma atual em que as diretrizes chave são indicadas pela ANEEL e ONS.

6.3.2 Flexibilidade para DSO contratar serviços

Com a intenção de dar maior flexibilidade ao DSO, esta iniciativa trata da possibilidade de a distribuidora organizar mecanismos competitivos para contratar serviços dos REDs para solucionar problemas de curto ou longo prazo – inclusive problemas que são observados unicamente na rede de distribuição (e cuja necessidade, portanto, não seria conhecida pelo TSO). A ideia deste mecanismo de flexibilização é que soluções inovadoras como esta, em que a distribuidora tem autonomia para escolher fazer uma contratação via mecanismo competitivo, pode ser mais vantajosa que as ações tradicionais, como investimento em novos equipamentos ou em expansão da rede.

Para que este tipo de solução seja factível, entretanto, é necessário revisar profundamente o mecanismo de remuneração da distribuidora, para que caiba à própria distribuidora a responsabilidade de desenvolver análises de custo-benefício de forma a avaliar se qual das soluções possíveis é mais adequada, e arcar com o ônus e bônus de escolhas particularmente eficientes ou ineficientes.

O Art. 4º do Decreto 12.068/2024 já mencionado neste relatório, apresenta a seguinte definição:

“Art. 4º A Aneel definirá a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão que contemplará as condições previstas neste Decreto, que deverá conter cláusulas que assegurem, no mínimo:

(...)

X - incentivos à gestão eficiente dos custos totais de operação e de capital;

(...)

XIV - aprimoramento das condições econômicas, de modo que:

*a) se admita flexibilidade normativa para a definição do regime de regulação econômica que melhor se adapte à evolução do segmento de distribuição, **facultado à Aneel promover o reconhecimento de custos de capital e de operação entre revisões tarifárias, de modo a favorecer a modernização dos serviços** compatível com a prestação do serviço adequado de distribuição, preservado o princípio do equilíbrio econômico-financeiro da concessão; (...)*
(grifos nossos)

A previsão de uma metodologia clara de reconhecimento dos custos associados às novas alternativas é de grande relevância para a decisão de investimento, com o intuito de incentivar a modernização das redes com foco no aumento da resiliência e melhoria contínua dos indicadores de qualidade, preservando o equilíbrio econômico e financeiro das concessões de distribuição.

A minuta proposta pela Consulta Pública n. 027/2024 apresenta a possibilidade de alteração do regime regulatório vigente, como transcrito abaixo:

“CLÁUSULA SEXTA – TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO (...)

Subcláusula Décima Segunda – *Nos processos de revisões tarifárias ordinárias o valor da Parcela B será calculado considerando estímulos à eficiência, melhoria da qualidade, modicidade das tarifas e previsibilidade das regras, conforme regulação da ANEEL, que deverá observar o seguinte:*

(...)

VIII – as parcelas de Remuneração do Capital, Quota de Reintegração Regulatória e Custos Operacionais poderão ser calculadas de forma conjunta em forma de Anuidade Regulatória (TOTEX), observando o disposto nos incisos I e VII desta Subcláusula, contemplando mecanismos de estímulo à gestão eficiente dos custos totais de operação e de capital; (...)

Importa ressaltar que a diversidade de características das diferentes áreas de concessão no Brasil marca uma importante heterogeneidade, de forma que a alteração do regime regulatório deverá ser avaliada em função destas diferentes realidades, com monitoramento ativo para a possibilidade de **sobreinvestimentos e subinvestimentos pelas concessionárias.**

Abaixo um descritivo de como esta iniciativa específica é classificada (com base nos eixos acima desenhados):

- ✓ Em termos de desafios contemplados, esta iniciativa é bastante agnóstica – ela permite que o DSO desenvolva mecanismos de gestão de REDs, em função de necessidades específicas que venham a ser identificadas em cada área de concessão.
- ✓ Em relação à autonomia da distribuidora de curto prazo, esta iniciativa não endereça diretamente o tema da autonomia de curto prazo (i.e. que tipo de ação operativa poderá ser tomada pela distribuidora). Porém, é de se esperar que a distribuidora tenha autonomia para tomar algumas decisões, desde que cumprindo com regra estabelecidas no seu contrato de concessão e/ou na regulamentação.
- ✓ A autonomia da distribuidora de longo prazo é o principal objetivo desta iniciativa específica, havendo um grau maior de autonomia para que a distribuidora tome decisões que afetem o seu planejamento e estrutura de investimentos de modo a aproveitar da melhor forma possível os recursos disponíveis.

7 CONCLUSÃO

O crescimento dos recursos energéticos distribuídos (REDs) e os impactos trazidos por estes às redes apresentam uma nova dinâmica de mercado em que as distribuidoras de energia elétrica passam a ter novas frentes de atuação. Nesse contexto, os investimentos em medição inteligente, automação e novos requisitos de comunicação passam a ter relevante protagonismo, possibilitando uma gestão ativa dos REDs, monitoramento em tempo real dos ativos conectados à rede, maior sinalização econômica, e também contribuindo para uma integração mais eficiente das atividades de operação, sob coordenação colaborativa entre os operadores do sistema de transmissão (TSO) e do sistema de distribuição (DSO).

Entre as macro iniciativas apresentadas ao longo deste relatório, as duas primeiras (qualidade da previsão e produtos despachabilidade) estão mais ligadas à atuação direta do TSO em sua interface com o DSO, ao passo que as duas seguintes (atividades comerciais da distribuidora e atividades fio da distribuidora) estão mais centradas na atuação do DSO e devem ser regulamentadas para viabilizar os mecanismos de interface com o TSO.

Dentre os papéis prestados pelas distribuidoras de energia, destacam-se os convencionais, quais sejam planejamento, operação e manutenção da rede de distribuição, além do atendimento dos consumidores com segurança e qualidade, garantindo a conexão e medição de novas unidades consumidoras. Com a criação de novos papéis para o DSO, a regulamentação deve acomodar as regras para novos serviços, sempre considerando uma remuneração associada e revendo os indicadores vigentes, de forma a garantir a prestação adequada do serviço e o equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias de distribuição.

Ainda, para a definição clara dos novos papéis e atividades para o DSO, é importante a avaliação de quais atividades serão reguladas e quais serão facultativas, com a possibilidade de abertura do mercado para a competição, verificando ações de curto, médio e longo prazo, para garantir os incentivos adequados à luz da regulamentação vigente e das novas regras que venham a ser desenvolvidas.

Destaca-se que dentre os produtos e serviços que podem ser fornecidos por REDs, alguns podem ser comercializados via mecanismos competitivos dedicados e outros poderiam ser obtidos via participação dos REDs no mercado de curto prazo – sendo estas diferentes formas de se sistematizar a entrega de produtos despachabilidade valiosos para a operação do sistema pelo TSO. Antes de ser

implementados por completo, tais mecanismos poderão ser objeto de projetos pilotos ou *sandboxes* regulatórios que possam avaliar os benefícios a serem aportados por estes novos produtos e serviços, assim como a exploração sobre as condições do mercado em entender e fornecer tais necessidades.