

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

PRODUTO III.C

Produto III.C – Resumo Executivo

Preparado para

ONS

Junho de 2025

Sumário

1 Introdução 3

1.1 Motivação 3

1.2 Objetivos do projeto 4

1.3 Estrutura deste relatório 4

2 Fase I 6

2.1 Produto I.A - Experiência Internacional 6

2.2 Produto I.B - Fundamentos e regulação no Brasil 8

2.3 Produto I.C - Experiência das distribuidoras brasileiras 10

3 Fase II 13

3.1 Produto II.A - Caracterização de suprimento de serviços pelos REDs 13

3.2 Produto II.B - Idealização da integração TSO-DSO 17

4 Fase III 21

4.1 Produto III.A - Ações técnicas recomendadas 21

4.2 Produto III.B - Ações regulatórias recomendadas 26

5 Conclusões e Recomendações 31

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) – incluindo desde tecnologias convencionais de geração até geradores renováveis de pequeno porte principalmente a geração solar fotovoltaica, Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) distribuídos, Veículos Elétricos (VEs) e Resposta da Demanda (RD), todos conectados na rede de distribuição.

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 recursos "visíveis" para o Operador do Sistema de Transmissão (*Transmission System Operator* – TSO), assim potencializando ou induzindo maiores contribuições para a flexibilidade do sistema e permitindo uma integração adequada e eficiente entre as redes de transmissão e distribuição. Os operadores dos sistemas de distribuição (*Distribution System Operators – DSOs*) têm um papel central nesta 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 futuro[1], realizado em 2016, e cujas conclusões foram reforçadas em relatório mais recente da IRENA[2], e na *Order No. 2222* da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) nos EUA[3].

Vale destacar que, ao longo do presente 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 à entidade responsável por realizar esta 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, por exemplo, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a entidade responsável pela atividade de TSO,

[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.

enquanto as distribuidoras, ao operar o sistema de distribuição, assumem atribuições de DSO adicionalmente às suas outras funções (propriedade e gestão das redes de distribuição e atividade de comercialização regulada).

1.2 Objetivos do projeto

No contexto apresentado acima, o objetivo central do presente 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 e do sistema de distribuição. 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 (TSO) e Distribuição (DSO). Esta integração, escopo deste projeto, tem como principal objetivo aproveitar eventuais sinergias ao longo da operação do sistema como um todo, permitindo extrair ao máximo o benefício dos REDs para a segurança e estabilidade da rede operada pelo ONS. Tais benefícios incluem o oferecimento de flexibilidade operativa (inclusive reserva ou outros 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 vigente no SEB, o projeto deverá entregar propostas regulatórias e tecnológicas, incluindo aspectos digitais de base e de comunicação de dados, como por exemplo quais dados e informações devem ser transmitidos entre TSO e DSO, de modo a subsidiar a regulação que permita sua viabilização.

Espera-se que as recomendações propostas neste relatório contribuam com o processo de modernização do SEB, as quais demandarão avaliação das instituições regulatórias 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.

Este relatório, de forma específica, tem o intuito de apresentar um resumo executivo, cobrindo o conteúdo estudado ao longo das Fases I, II e III do projeto.

1.3 Estrutura deste relatório

Este produto III.C tem a intenção de apresentar um resumo executivo sobre o estudo desenvolvido nas Fases I, II e III deste projeto. Além desta seção introdutória, o presente relatório é estruturado da seguinte forma:

- No Capítulo 2, é apresentado um resumo dos Relatório I.A, I.B e I.C da Fase I deste projeto.

- No Capítulo 3, é apresentado um resumo dos Relatório II.A, II.B da Fase II deste projeto.
- No Capítulo 4, é apresentado um resumo dos Relatório III.A, III.B da Fase III deste projeto.
- No Capítulo 5, são apresentadas as principais conclusões e recomendações deste projeto.

2 FASE I

A Fase I deste projeto concentra-se em explorar a experiência internacional, os fundamentos e regulação no Brasil, e a experiencia das distribuidoras de energia elétrica no contexto nacional, buscando referencias para a análise da interface entre a operação do sistema ("TSO") e a operação da distribuição ("DSO"). Essa análise considera um cenário de ampla disseminação dos REDs, abarcando aspectos físicos, comerciais, informacionais e institucionais.

2.1 Produto I.A - Experiência Internacional

A experiência internacional, especialmente de países como Austrália, EUA (Califórnia e Texas), Espanha, Reino Unido e Suécia, oferece valiosas lições para mercados com significativa expansão de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), como o caso do Brasil. Essas nações demonstram que estratégias voltadas à flexibilidade, transparência regulatória e interoperabilidade entre agentes são essenciais para construir um modelo energético eficiente e sustentável.

Na avaliação da experiencia internacional, foram realizadas entrevistas com agentes de transmissão e distribuição que reforçaram um interesse comum em questões-chave relacionadas à integração de REDs. Dentre os principais tópicos abordados, destacam-se a comunicação entre TSO e DSO, a delimitação de suas respectivas funções, o intercâmbio de informações relativas aos REDs conectados às redes do DSO, o funcionamento dos mercados, as diretrizes regulatórias e os desafios operacionais. Essas discussões são essenciais para o desenvolvimento de modelos de gestão eficientes dos REDs, assegurando a segurança e a estabilidade dos sistemas elétricos.

Nos sistemas analisados, observa-se que REDs já possuem acesso ao mercado *spot* de energia e ao mercado de flexibilidade e a criação de plataformas de coordenação entre operadores dos sistemas de transmissão (TSOs) e operadores dos sistemas de distribuição (DSOs) tem sido uma resposta ao aumento de recursos energéticos distribuídos. Foram realizados estudos de caso para os sistemas da Austrália, EUA (Califórnia, Texas), Espanha, Reino Unido e Suécia que evidenciaram que a comunicação eficiente entre TSO e DSO é fundamental para a eficiência, estabilidade e segurança do sistema elétrico.

Embora os obstáculos enfrentados possam diferir entre os países, há certas tendências compartilhadas, como a demanda por modelos de mercado que possibilitem a participação ativa dos REDs, a necessidade de atualização regulatória para integrá-los de forma eficiente e o avanço de soluções tecnológicas que assegurem o controle, monitoramento e despacho adequados desses ativos

distribuídos. Nesse contexto, também é perceptível uma tendência ao desenvolvimento de projetos piloto, revelando que plataformas digitais e abordagens inovadoras de coordenação podem aprimorar a gestão dos REDs.

De forma adicional, destaca-se uma mudança na aplicação dos mecanismos de mercado, passando de modelos baseados em preços pré-estabelecidos para criação de mercados dinâmicos de flexibilidade. Iniciativas como os leilões de flexibilidade no Reino Unido e a possibilidade de vertimento renovável para REDs demonstram soluções inovadoras para aprimorar a gestão da rede com a participação de recursos distribuídos. A Tabela 1 abaixo apresenta algumas características dos países analisados.

Tabela 1: Participação dos REDs nos mercados analisados

Sistema:	Austrália	Reino Unido	Espanha	Suécia	Califórnia	Texas
Acesso "mínimo" ao Mercado Spot?	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Despachável no Mercado Spot?	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Existe a figura de agregador de REDs?	Piloto	Sim	-	Piloto	Sim	Piloto
Provê serviços de flexibilidade?	Piloto	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Provê outros serviços ancilares?	-	Piloto	Piloto	Piloto	-	-

É importante ressaltar que muitos desses programas, estudos ou projetos piloto ainda estão em processo de implementação, com evoluções de mercado ainda em fase de testes. Outro destaque importante é a coordenação e harmonização entre as entidades responsáveis, garantindo clareza nas responsabilidades dos agentes envolvidos. No Reino Unido, por exemplo, o Projeto "MW Dispatch" foi construído na busca de serviços de gerenciamento de restrições, em que REDs com potência igual ou superior a 1MW podem ser controlados pelo DSO, a pedido do Operador, com intuito de mitigar problemas na rede de Transmissão.

Em particular, na Espanha, Suécia e Austrália existe um grande desafio relacionado à autonomia dessas entidades em face da necessidade de harmonização regulatória. Os TSOs da Espanha e da Suécia têm autonomia nacional, mas devem atender às normas da União Europeia. Na Austrália, os estados possuem sua autonomia, mas estão submetidos às normas nacionais. Embora muitos estudos explorem como deve ser feita a comunicação e atuação de todas as entidades frente a uma regulação única, ainda não houve uma implementação efetiva. Já nos estados norte americanos e no Reino Unido, não se observa uma grande preocupação com esse ponto.

2.2 Produto I.B - Fundamentos e regulação no Brasil

Historicamente, no modelo tradicional da estruturação física-comercial dos sistemas elétricos, a operação do sistema é definida de forma hierárquica e unidirecional, cabendo ao TSO o papel de determinar o despacho das usinas para o atendimento da carga. Dadas as previsões de demanda para o curto prazo, a distribuidora possui a responsabilidade de garantir a energia entregue aos consumidores conectados a sua rede e estes agentes, por sua vez, são figura relativamente pouco ativa.

No contexto de reforma de mercado e liberalização do setor elétrico em diferentes países ao longo da década de 90, as responsabilidades institucionais foram construídas tendo como base uma estrutura de setor elétrico em que a geração de energia era predominantemente centralizada, sendo esta transmitida através de uma rede de transmissão de alta tensão para redes de distribuição, onde seria então distribuída aos consumidores finais.

Neste modelo, se supunha que a atuação do Operador do Sistema de Distribuição (DSO) não afetava a atuação do Operador do Sistema de Transmissão (TSO) e que ambas podiam ser solucionadas de forma desacoplada ou simplificada, dada a característica meramente passiva das redes de distribuição. Contudo, a realidade de um fluxo unidirecional de energia, partindo do gerador conectado à rede de transmissão até o consumidor conectado à rede de distribuição, vem sendo cada vez mais modificada. A participação mais ativa dos consumidores, juntamente com a disseminação dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), tem elevado o grau de complexidade no tocante à gestão e operação das redes.

No Brasil, o crescimento exponencial dos REDs, com destaque para a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) tem introduzido a necessidade de revisão da forma como o sistema precisa ser operado, em especial, nas distintas responsabilidades sobre a controlabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN). Em particular, tem-se observado no cenário nacional uma redução na carga líquida durante os períodos de maior insolação diária, acompanhada por uma intensificação na rampa de carga no final da tarde e início da noite. De forma complementar, a variabilidade das condições meteorológicas tem aumentado a incerteza em relação ao comportamento da carga líquida. Esses efeitos introduzem desafios significativos para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), levando o ONS a buscar alternativas que possam potencializar e racionalizar a atuação dos REDs.

Tais alternativas estão atreladas ao aperfeiçoamento da coordenação, integração e relacionamento entre TSO e DSO, objetivando extrair ao máximo o benefício dos REDs para o benefício global da

operação, como o oferecimento de flexibilidade operativa, reserva ou outros serviços ancilares, mantendo em paralelo a segurança, eficiência e o menor custo para a operação. Para isso, é preciso avaliar os fundamentos e princípios relacionados ao tema, dado o contexto de operação do SIN, com o intuito de se avaliar, inicialmente, a origem da necessidade de atuação dos REDs, podendo ser sistêmica, local ou ainda simultânea. Em seguida, é preciso definir qual será o agente responsável pela gestão destes recursos e, por fim, quais os produtos serão comercializados. Tais alternativas de implementação para o modelo de coordenação entre DSO e TSO estão representados na Figura 1 abaixo.

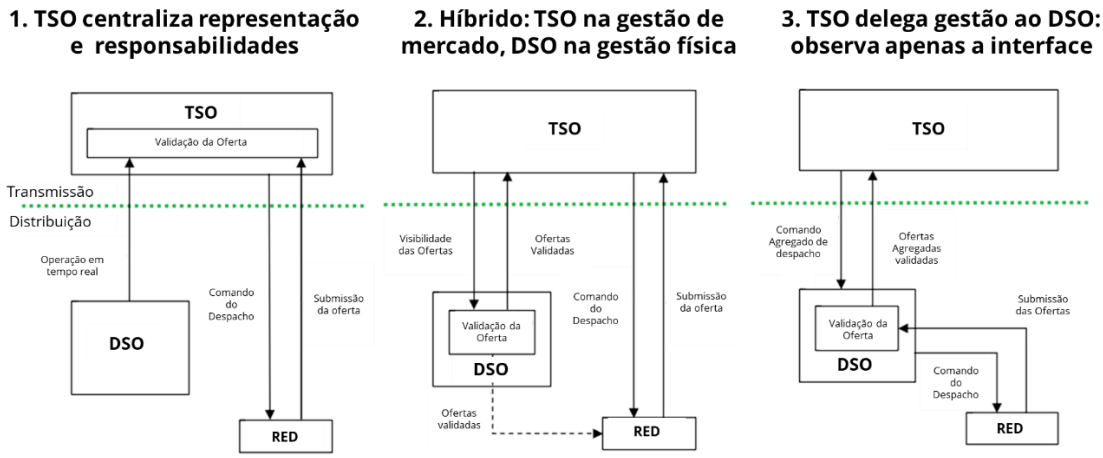
Figura 1 – Alternativas de implementação do modelo de coordenação



Para investigação sobre o estabelecimento de um modelo de coordenação entre DSO e TSO, o Relatório I.B apresenta uma avaliação sobre as atribuições institucionais para o setor, dados os distintos modelos de coordenação existentes, como (i) modelos de centralização, em que há representação das redes de distribuição pelo TSO, (ii) modelos de descentralização, em que a representação pelo TSO se dá unicamente até a fronteira e, por fim, (iii) modelos híbridos em que há a combinação de elementos dos dois paradigmas anteriores. A diferenciação entre os modelos está representada na

Figura 2 abaixo.

Figura 2 – Modelos de coordenação TSO-DSO-REDs



Foram avaliados os aspectos chave da atividade de distribuição no Brasil, dado quadro legal e regulatório vigente, além de características físicas e operacionais importantes, trazendo a perspectiva sobre as responsabilidades estabelecidas entre os concessionários de distribuição e os seus usuários, mas também entre o operador da distribuição com o ONS. Neste sentido, identificam-se lacunas relevantes para aprofundamento, partindo da necessidade de estabelecimento dos papeis institucionais dos agentes envolvidos, por meio da sistematização de responsabilidades e incentivos para a atividade de DSO, assim como estabelecimento novos produtos e obrigações para gestão dos REDs e integração TSO-DSO.

Finalmente, identifica-se que as melhores práticas internacionais para a gestão da interface entre a rede de transmissão e a rede de distribuição envolvem o estabelecimento de mecanismos de mercado e incentivos adequados, sendo que a criação de produtos padronizados neutros à tecnologia e o

estabelecimento de procedimentos competitivos envolvendo todos os diferentes tipos de agente capazes de prover estes produtos é um caminho a ser considerado.

2.3 Produto I.C - Experiência das distribuidoras brasileiras

O Relatório I.C apresenta uma avaliação sobre a experiência das distribuidoras brasileiras frente ao crescimento dos Recursos Energéticos Distribuídos e, para isso, foi realizado um levantamento das concessões mais impactadas pelo aumento dos REDs, tendo sido selecionadas as seguintes distribuidoras: Cemig-D (Minas Gerais), Copel-D (Paraná), Light (Rio de Janeiro), CPFL Paulista, CPFL RGE (Rio Grande do Sul), Enel CE (Ceará), Energisa MS (Mato Grosso do Sul), Equatorial PI (Piauí) e Neoenergia BSB (Brasília).

Com base nas entrevistas, identifica-se que os crescentes desafios para a gestão operacional das redes de distribuição já é uma realidade, com impactos sobre fator de potência, nível de tensão, carregamento e falhas em equipamentos, principalmente em função da falta de controlabilidade dos REDs, com destaque à MMGD fotovoltaica. Contudo, ressalta-se que os impactos não são uniformes entres às distintas distribuidoras, indicando a necessidade de soluções adaptadas, a partir da estruturação de um modelo para gestão dos REDs, no qual a distribuidora deva ter grande participação.

Atualmente, as distribuidoras já possuem registros de reversão do fluxo de potência em seus alimentadores e, em vários casos, em suas subestações. Ainda, para aquelas com predominância de MMGD na baixa tensão, observa-se inversão de fluxo nos transformadores de distribuição e consequente aumento da taxa de falhas por sobrecarga. Desta forma, o modelo de gestão deverá evoluir o alcance da observabilidade da rede pelas distribuidoras que, atualmente, esbarra em limitações do sistema de comunicação em algumas regiões do país, assim como no custo necessário para sua implementação e operação.

Para melhor operação das redes de transmissão e distribuição, será necessário que as distribuidoras possam dispor de mecanismos para gestão dos REDs, a serem contemplados na regulamentação, sendo a distribuidora responsável pela gestão dos agentes conectados em sua rede. Os mecanismos a serem estabelecidos deverão ser tecnicamente eficazes e econômicos, ao induzir a alocação racional das despesas e investimentos dos agentes envolvidos. Neste aspecto, foi identificada a importância de se avaliar a revisão de condições regulatórias para as instalações de MMGD já em operação, com avaliação sobre “direito adquirido” e seu impacto já expressivo à gestão das redes.

Por fim, destaca-se que, no período de entrevistas, todas as distribuidoras participantes manifestaram interesse em desenvolver projetos pilotos para explorar as opções de gestão dos REDs junto ao ONS, com as seguintes sugestões: cuidar para que se teste o nível de interesse dos prossumidores ao sinal econômico, mitigar o longo período para definição dos afastamentos regulatórios e para ajuste do sistema corporativo de faturamento das distribuidoras. A

Tabela **2** a seguir resume uma visão comparativa das experiências das distribuidoras, obtidas a partir de entrevistas.

Tabela 2: Resumo entrevistas Distribuidoras

	Cemig-D	Copel-D	Energisa	CPFL	Enel	Light	EQPI	Neoenergia
REDs impactantes	miniGD fotovoltaica	microGD fotovoltaica	MMGD fotovoltaica	microGD fotovoltaica	microGD fotovoltaica	MMGD fotovoltaica	microGD fotovoltaica	microGD fotovoltaica
Telecontrole	Religadores miniGD	Supervisão AT/MT	Supervisão AT/MT	Não informado	Não informado	Não	Não	Não
Reversão de fluxo	MT e subestações	MT	MT e subestações	MT	Não informado	Não informado	MT	Não informado
Aumento das falhas	Sim	Sim	Sim	Não informado	Não informado	Não informado	Não informado	Não informado
Telemedição	Em avaliação	Em implantação	Em avaliação	Não	Em implantação	Não	Não	Não
DERMS[4]	Em implantação	Em implantação	Em avaliação	Não informado	Em avaliação	Não	Não	Não
Projetos Piloto	Armazenamento	Microrredes e estrutura tarifária	Armazenamento e estrutura tarifária	Não informado	Armazenamento e estrutura tarifária	Não	Não	Não informado
Interesse em Sandbox	Em tese, sim	Em tese, sim	Em tese, sim	Em tese, sim	Em tese, sim	Em tese, sim	Em tese, sim	Não informado

[4] *Distributed Energy Resource Management System*

Ao analisar as contribuições e informações fornecidas pelas distribuidoras, bem como o levantamento do arcabouço regulatório realizado nas etapas anteriores deste projeto, tornou-se evidente a necessidade premente de aprimorar a regulamentação que trata da relação entre as distribuidoras e os detentores dos Recursos Energéticos Distribuídos. Ainda, será necessário considerar a pluralidade de condições encontradas nas áreas de concessão, de forma que seja possível estabelecer soluções customizadas e adaptáveis, ao mesmo tempo que promova a eficiência na alocação do investimento e da despesa dos agentes envolvidos.

As soluções desenvolvidas no âmbito deste projeto buscaram endereçar o aumento da necessidade de flexibilidade operacional do SIN com base na proposta de novos mecanismos técnicos e regulatórios para gestão dos REDs, por meio do estabelecimento de um modelo para a coordenação e integração entre os operadores do segmento de transmissão e distribuição.

3 FASE II

Com base nas informações estudadas e obtidas na Fase I, a Fase II deste projeto tem como objetivo apresentar um leque de iniciativas conceituais que podem ser desenvolvidas no Brasil, apresentando os produtos e serviços que podem ser prestados pelos REDs sob uma ótica de desenho de mercado, assim como os elementos cruciais para a interface TSO-DSO (Produto II.A). A partir desta exploração inicial, selecionam-se as iniciativas especificas mais aderentes à conjuntura do setor elétrico brasileiro atual e o equilíbrio entre o atendimento das necessidades de curto prazo, médio e longo prazo (Produto II.B).

3.1 Produto II.A - Caracterização de suprimento de serviços pelos REDs

Este relatório apresenta, com base nas informações coletadas durante a etapa de diagnóstico (Fase 1 do projeto), um conjunto de iniciativas conceituais que podem ser desenvolvidas no Brasil, especialmente na interface entre os operadores do sistema de distribuição (DSO) e o operador do sistema de transmissão (ONS). O foco neste projeto é identificar produtos a serem contratados de acordo com as necessidades da rede sob controle do ONS, com ênfase em aplicações sistêmicas.

Dessa forma, realizamos uma caracterização dos produtos que podem ser desenvolvidos no contexto nacional, partindo de quatro macro iniciativas, ilustradas na **Figura 3** abaixo, que exploram o potencial de contribuição dos REDs, sob uma perspectiva de operação e desenho de mercado, além de destacar o papel fundamental dos DSOs como intermediadores desses recursos. Com base nas análises e conclusões apresentadas nos relatórios anteriores, entende-se que uma operação coordenada entre TSO e DSO é fundamental para maximizar os benefícios e sinergias do sistema.

Figura 3 – Diagrama das 4 macro iniciativas exploradas neste relatório



As quatro macro iniciativas que exploram o potencial de contribuição dos REDs ao sistema, são (i) qualidade da previsão, (ii) produtos de despachabilidade, (iii) atividades comerciais da distribuidora e (iv) atividades fio da distribuidora. As duas primeiras macro iniciativas, qualidade da previsão e produtos despachabilidade, estão mais relacionadas à atuação direta do TSO em sua interface com o DSO. Por outro lado, as duas seguintes, relativas às atividades comerciais da distribuidora e atividades fio da distribuidora, centram-se, predominantemente, na atuação do DSO e devem ser regulamentadas para viabilizar os mecanismos de interface com o TSO. Abaixo, um descritivo resumido sobre a caracterização de cada uma das iniciativas:

- A iniciativa de **qualidade da previsão** está relacionada com o compartilhamento de informações relevantes para a operação do sistema, envolvendo o TSO e o DSO com o estabelecimento de protocolos e requisitos técnicos;
- A iniciativa de produtos despachabilidade diz respeito à estruturação de mecanismos relacionados ao processo de despachabilidade e controlabilidade dos recursos "cruzando a fronteira" entre o TSO e o DSO;
- A iniciativa de atividades comerciais da distribuidora envolve a sistematização e estabelecimento de fronteiras claras entre as atividades que a distribuidora deve necessariamente cumprir (incluindo a atividade "fio"), pode facultativamente cumprir, ou está proibida de cumprir;
- A iniciativa de atividades fio da distribuidora está relacionada à sistematização de responsabilidades, ônus e bônus aos quais a distribuidora está sujeita no cumprimento das suas atividades reguladas – incluindo a atividade de operação da rede (DSO) e de expansão da rede.

Um dos principais desafios para os Operadores de rede é a limitada observabilidade e controlabilidade dos ativos conectados à sua infraestrutura. No Brasil, com o aumento significativo na conexão de MMGD, esse problema se intensifica: os operadores têm pouca visibilidade sobre esses recursos, acompanhando somente a carga líquida, além de não possuir a prerrogativa de despachá-los. Assim, o desenvolvimento de soluções capazes de aprimorar a previsão do uso da rede e facilitar o despacho desses recursos é essencial neste novo cenário. Iniciativas especificas relacionadas à **qualidade da previsão**:

(i) Submissão de previsões e despacho dos REDs com o objetivo de obter informações para operação do sistema, em função da submissão de previsões de carga e geração

(distribuída) por parte do DSO. Com isso, o TSO pode realizar despachos, em função das previsões submetidas.

(ii) Liquidação dupla com participação de REDs, tendo em vista que nos mercados em que 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**.**

A proposição de um arcabouço destinado a aprimorar a qualidade das previsões realizadas pelo Operador está relacionada ao desenvolvimento de uma estrutura de mercado que incentive os REDs, ou agentes que os representem, a fornecerem suas melhores previsões de utilização da rede — seja de consumo ou de geração. Por outro lado, a despachabilidade caracteriza-se pela condição de um recurso estar disponível para ser "chamado" ou, simplesmente, despachado, em momentos específicos, conforme as necessidades sistêmicas.

Dentro do framework de produtos de despachabilidade, existe uma gama de produtos que podem ser oferecidos por REDs, mas antes de um desenho específico de mecanismo para contratação de produto de despachabilidade, um primeiro passo sugerido é a realização, por parte dos DSOs, de um mapeamento do potencial de REDs despacháveis, com identificação do volume, nível de flexibilidade e localização. Como futuro gestor desses recursos, o DSO deverá atuar como intermediário entre o TSO e os REDs, o que evidencia a necessidade de ampliar e aprimorar as atividades comerciais e técnicas das distribuidoras nesse contexto. Iniciativas especificas relacionadas à **despachabilidade**:

(i) Aprimoramentos à formação de preço, passando de um modelo de formação de preços por custos para formação de preços por ofertas, passando assim a incluir os REDs, e os serviços que estes poderiam prestar, ao mercado de curto prazo, afetando a formação de preços.

(ii) Estabelecimento de produtos de reserva no mercado de curto prazo, com produtos de Reserva de regulação de frequência, reserva girante, e reserva não girante.

(iii) Desenvolvimento de mecanismo competitivo para contratação de médio prazo de produtos de regulação de frequência, disponibilidade de resposta da demanda, entre outros.

Relembra-se, aqui, que as distribuidoras de energia possuem atividades relacionadas ao "fio", ou seja, atreladas ao serviço de operação das redes de distribuição em si, mas também atividades de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado. Observa-se que, com o crescimento dos

REDs e os impactos decorrentes dessa expansão à gestão e ampliação das redes, surgem novos papéis comerciais para as distribuidoras de energia elétrica. Por isso, entende-se como fundamental que seja estabelecido um marco regulatório que contenha definições claras acerca dos papéis e responsabilidades dos DSO, bem como a remuneração correlata a cada uma dessas atribuições. Iniciativas especificas associadas às **atividades fio das distribuidoras**:

(i) Aplicação de requisitos de conexão com o objetivo de se obter flexibilidade operativa, permitindo a mitigação de excessos de geração em momentos críticos, bem como a regulação de frequência e o suporte à estabilidade sistêmica.

(ii) Flexibilidade para DSO contratar serviços com possibilidade de a distribuidora organizar mecanismos competitivos para contratar serviços dos REDs para solucionar problemas de curto ou longo prazo

Dentre os papéis tradicionais atribuídos às distribuidoras de energia, destacam-se o planejamento, a operação e a manutenção da rede de distribuição, bem como o atendimento aos consumidores com segurança e qualidade, assegurando a conexão e a medição de novas unidades consumidoras. Com a implementação de novos papéis para o DSO, a regulamentação deverá contemplar as regras para os serviços eventualmente adicionais, sempre considerando uma sistemática de remuneração compatível e revisando os indicadores vigentes, de modo a garantir a adequada prestação do serviço e o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição.

De modo complementar, para a definição clara do papel e atividades do DSO, é fundamental realizar uma avaliação detalhada acerca das atividades que deverão ser reguladas e aquelas que poderão ser exercidas de forma competitiva, de forma a identificar quais os incentivos adequados à luz da regulamentação vigente e das novas regras que venham a ser desenvolvidas. Iniciativas especificas associadas às **atividades comerciais das distribuidoras**:

(i) Diferenciação entre atividade comercial competitiva de agregadora, com remuneração não regulada associada, e a atividade de agregadora de "última instância", com remuneração regulada.

(ii) Atividade de medição avançada, com papel de destaque na integração eficiente dos recursos energéticos distribuídos e a possibilidade de desenvolvimento de novos serviços "personalizados", a partir da gestão ativa dos dados obtidos.

No que tange aos produtos e serviços passíveis de serem fornecidos pelos REDs, identifica-se que alguns podem ser comercializados via mecanismos competitivos dedicados e outros poderiam ser

obtidos via participação dos REDs no mercado de curto prazo. Ressalta-se que, antes de uma implementação integral, tais mecanismos poderão ser objeto de projetos pilotos ou de ambientes regulatórios experimentais (*sandboxes*), com o objetivo de avaliar os benefícios potenciais advindos desses novos produtos e serviços, bem como explorar as condições de mercado necessárias para compreender e atender às demandas relacionadas a esses serviços. A **Figura 4** apresenta um resumo das iniciativas especificas exploradas em cada uma das quatro macro iniciativas avaliadas.

Figura 4 – Iniciativas específicas atreladas às 4 macro iniciativas exploradas neste relatório

Qualidade da previsão	Produtos despachabilidade	Atividades comerciais da distribuidora	Atividades fio da distribuidora
Submissão de previsões e despacho dos REDs	Aprimoramentos à formação de preço	Distribuidora como agregadora regulada e não regulada	Requisitos de conexão prevendo mecanismos de gestão de geração na rede DSO
Liquidação dupla com participação de REDs	Introdução de produtos reserva no mercado de curto e médio prazo	Atividade de medição avançada	Flexibilidade para DSO contratar serviços

3.2 Produto II.B - Idealização da integração TSO-DSO

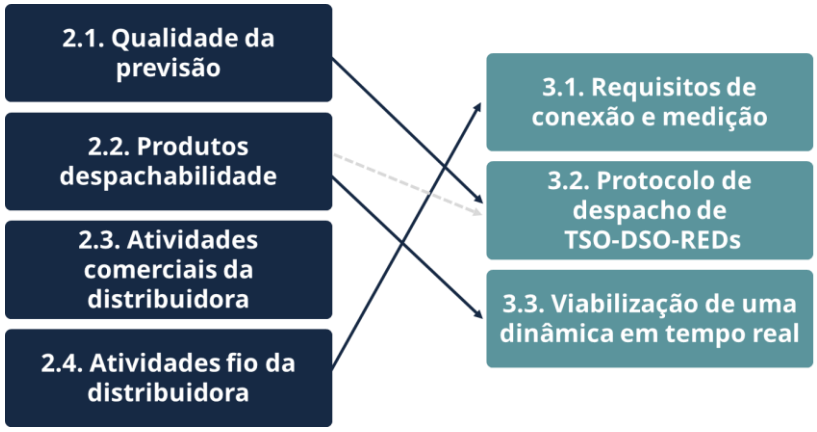
A partir exploração inicial apresentada no Relatório II.A, foram selecionadas, a partir de discussões realizadas com o ONS, três *iniciativas* que foram o objeto central do Relatório II.B, quais sejam:

1. A **sistematização de requisitos de conexão**, ligada fundamentalmente à macro iniciativa de *atividades fio da distribuidora*, mas também relacionando-se de forma mais tangencial com a macro iniciativa de *atividades comerciais da distribuidora*. O objetivo central desta atividade foi a descrição da melhoria de regras, sistemas e protocolos das distribuidoras para se tornarem um DSO, com foco na sua relação com os REDs conectados à sua rede.
2. A **criação de protocolos para despacho de REDs pelo DSO a partir de comandos do TSO** foi um segundo elemento importante, ligada fundamentalmente à macro iniciativa de *qualidade da previsão*, mas também tendo alguma interface com a macro iniciativa de *produtos flexibilidade*. Esta atividade trabalhou principalmente a interface entre o TSO e o DSO, criando uma estrutura mínima (atualmente inexistente no Brasil) para que o DSO possa ser o intermediário de instruções de despacho indicadas pelo TSO, abrangendo estudos eletroenergéticos de curto e curtíssimo prazo.
3. A **viabilização de uma dinâmica em tempo real** entre o TSO e o DSO foi o terceiro elemento chave, novamente muito próximo à macro iniciativa de *qualidade da previsão*, e novamente apresentando alguma interface com a macro iniciativa de *produtos flexibilidade*. Esta

atividade representa uma “continuação” da iniciativa anterior, construindo a partir do arcabouço inicial a inserção de elementos adicionais que possibilitem a comunicação e controle na operação em tempo real.

A Figura 5 a seguir sintetiza esta correspondência entre as macro iniciativas introduzidas no relatório II.A e estas três iniciativas focais selecionadas para aprofundamento no relatório II.B.

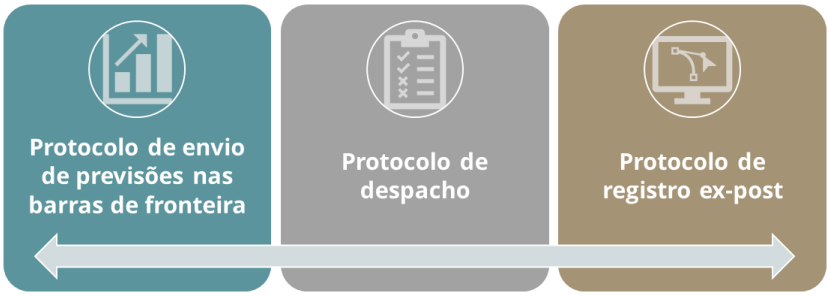
Figura 5 – Correspondência entre as macro iniciativas (II.A) e as iniciativas especificas (II.B)



O objetivo principal deste relatório é o delineamento de um arcabouço mínimo para o funcionamento das iniciativas selecionadas. Considerando que tais iniciativas dialogam entre si e apresentam uma relação de interdependência, recomenda-se, como primeiro e crucial passo a ser realizado, a adaptação gradual – mesmo que progressiva – dos requisitos de conexão e medição. Essa adaptação contempla a modernização dos requisitos de conexão, a definição clara do papel central do DSO na gestão das REDs, o tratamento de instalações legadas e de novos acessantes, bem como a implementação de um mecanismo de gerenciamento das REDs.

O arcabouço considera o desenvolvimento de mecanismo específico para despacho de REDs pelo TSO, mediante intermediação do DSO. No desenho proposto, DSO é responsável por submeter previsões ao TSO que, por sua vez, deverá determinar o despacho para o dia seguinte (com base nas previsões submetidas pelo DSO), com único e exclusivo contato com o DSO. A implementação do mecanismo é recomendada por meio de definição regulatória, com a introdução da discussão sobre como tratar os agentes legados e os novos acessantes. Esta iniciativa é dividida, portanto, em três principais componentes, ilustradas na **Figura 6** abaixo:

Figura 6 – Principais componentes no mecanismo de despacho intermediado



O Protocolo de envio de previsões nas barras de fronteira rege como o DSO informa as previsões dos REDs ao TSO, o Protocolo de despacho, trata sobre a responsabilidade do TSO de receber e indicar a necessidade de despacho com intermédio do DSO para enviar o despacho aos REDs e, por fim, o Protocolo de registro ex-post, define como será tratada a verificação sobre atendimento do despacho pelo TSO.

Para isso, é fundamental definir claramente as responsabilidades dos REDs, incluindo quais tipos devem ser despachados obrigatoriamente e outras atribuições relevantes. Caso essas obrigatoriedades não estejam estabelecidas por regulamento, é importante criar incentivos que estimulem a participação dos REDs. Adicionalmente, deverão ser detalhadas:

- Lista das informações day-ahead enviada pelo DSO ao TSO, contendo as previsões com indicativo de componente despachável e componente não-despachável
- Indicativo de despacho (ou curtailment) day-ahead enviado pelo TSO
- Sistematização do despacho por parte do DSO, que organiza com os REDs o despacho orientado pelo TSO
- Apuração do atendimento do despacho na operação

As regras de funcionamento deverão estar claras aos agentes envolvidos e, de forma complementar, recomenda-se que seja realizada uma avaliação sobre a adoção de incentivos, prêmios e penalizações para extrair a melhor atuação dos agentes envolvidos. Para um adequado desenho do mecanismo proposto, é importante a definição de quais são os principais agentes responsabilizados, e que tipo de remuneração e incentivos estão previstos. Ainda, é relevante que se tenha claro as expectativas impostas a diferentes tipos de agente – seja o Regulador, TSO, distribuidoras (seja dentro da sua competência de DSO ou na interface com outras competências), REDs, e agregadores.

De maneira geral, é interessante, mesmo que não mandatório, que novas exigências e responsabilidades sejam acompanhadas de uma componente de remuneração que possa cobrir os

custos associados – ou, preferivelmente, que aloque aos agentes os ônus e bônus associados ao cumprimento destas responsabilidades. O ONS e as instituições setoriais serão responsáveis por operacionalizar os mecanismos, com a criação e adaptação de regras, assim como a definição se estes contarão com algum tipo de incentivo ou penalidade, garantindo o estabelecimento de um mercado competitivo com benefícios para o sistema como um todo.

4 FASE III

Com base nas iniciativas específicas detalhadas na fase anterior, a Fase III tem o objetivo de analisar quais as ações técnicas e regulatórias necessárias para o desenvolvimento do mecanismo de acionamento intermediado. Essa etapa visa estabelecer o arcabouço técnico e regulatório que rege a interface entre o ONS, os DSO e os REDs, identificando os ajustes necessários e sistematizando as responsabilidades dos agentes envolvidos. O objetivo é, então, definir um caminho que permita a acomodação de diferentes prioridades, ao mesmo tempo em que se busca garantir a viabilidade das propostas discutidas.

4.1 Produto III.A - Ações técnicas recomendadas

Os recursos conectados às redes de distribuição, ou REDs, não são visíveis nem controláveis pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), limitando seu aproveitamento para fins sistêmicos. Nesse contexto, torna-se fundamental a definição de um mecanismo de acionamento intermediado, no qual as instruções de controle originadas no TSO sejam operacionalizadas pelas distribuidoras, no papel de Operadoras dos Sistemas de Distribuição (DSOs).

O Relatório III.A tem como objetivo aprofundar as ações técnicas recomendadas para implementação do mecanismo de acionamento intermediado, com foco nos elementos técnicos e operacionais necessários para viabilizar a coordenação entre TSO-DSO-REDs. A proposta reconhece a dificuldade de o ONS interagir diretamente com as unidades consumidoras e geradoras conectadas à distribuição, ao mesmo tempo em que se aproveita do posicionamento privilegiado dos DSOs como agentes capilares e intermediadores naturais da ação sobre os REDs.

Neste sentido, são apresentadas as condições técnicas e operacionais para possibilitar o desenvolvimento da estrutura de coordenação TSO-DSO, procedimentos e regras internas ao ONS e, ainda, definição sobre as condições gerais sobre a interface DSO-REDs. Descreve-se, portanto, uma sequência de protocolos que compõe a estruturação dos elementos de interface no mecanismo de acionamento intermediado.

Neste sentido, foi sugere-se uma configuração que delimita quais dados o DSO deverá fornecer ao ONS, relativo aos REDs conectados às redes das distribuidoras. Para isso, cada distribuidora deverá enviar uma matriz de cadastro padronizada ao ONS, contendo dados pré-definidos, que deverão seguir protocolos específicos que a serem formalizados nos Procedimentos de Rede. É importante ressaltar a necessidade de que o DSO seja capaz de “traduzir” informações de injeções e consumo

dentro da sua própria rede de distribuição em informações de injeções e consumo na(s) barra(s) de fronteira com o ONS.

O detalhamento das informações de cadastro que deverão ser submetidas pelo DSO ao ONS está descrito na Tabela 3. Ressalta-se que, embora algumas categorias tenham sido propostas, o detalhamento exigido poderá aumentar à medida que o mecanismo também evolua, de forma que as distintas categorias sugeridas não são exaustivas, e podem ser complementadas ou simplificadas, a depender da demanda identificada pelo ONS.

Tabela 3: Dados de cadastro dos recursos distribuídos.

Campo	**Descrição**
Data/hora de envio	*Timestamp* do envio dos dados cadastrais
Categoria do recurso	• Tipo III – renovável • Tipo III – outras fontes • Minigeração – renovável • Minigeração – outras fontes • Microgeração – renovável • Microgeração – outras fontes
Acionabilidade	• Acionável • Não acionável
Barra de fronteira	Ponto de interligação com a rede de operação ao qual os efeitos agregados dos REDs daquela categoria devem ser alocados para fins de modelagem
Potência total instalada	Soma das potências nominais das unidades da categoria, conectadas em redes de média ou baixa tensão sob responsabilidade da distribuidora
Fator de perdas	Perdas elétricas a ser considerado para converter a injeção dos REDs na rede de distribuição em injeção efetiva na barra de fronteira (ex. 5%)

Com base nas informações de cadastro, o mecanismo de acionamento intermediado prevê que o ONS seja responsável por gerar e disponibilizar informações indicativas centralizadas sobre a carga líquida nas barras de fronteira. Essas informações serão elaboradas a partir das melhores estimativas

disponíveis acerca da evolução da carga bruta, da geração dos REDs e de seus impactos no balanço energético.

Tais informações deverão ser compartilhadas e consolidadas com os DSO durante a etapa de programação do ONS. Antes de tomar a decisão de acionamento dos recursos, o ONS enviará essas informações ao DSO, levando em consideração que, no tempo real, podem surgir incertezas adicionais que demandem ajustes. Os dados relativos às informações indicativas centralizadas estão descritos na Tabela 4.

Tabela 4: Dados de informações indicativas enviados ao DSO pelo ONS

Campo	**Descrição**
Data/hora de envio	*Timestamp* da geração da previsão
Intervalo de previsão	Período de previsão considerado (ex: 18:00 às 18:30)
Classificações cadastrais	• Categoria de recurso • Acionabilidade • Barra de Fronteira
Previsão de potência ativa líquida por classificação cadastral	Injeção líquida prevista (em MW), para cada uma das classificações acordadas
Previsão de potência ativa líquida por barra de fronteira, de ativos não cadastrados	Injeção líquida prevista (em MW) associada a unidades não cadastradas (tipicamente associados ao consumo regulado e perdas não técnicas), para fins de balanço físico da potência estimada

Já com relação à instrução de acionamento, a proposta é que os protocolos de comunicação existentes sejam aproveitados, com a utilização de comunicação por voz, mensagem de texto e ligação telefônica. O envio das instruções partindo do ONS para o DSO deverão ter formato específico, como consta detalhado na Tabela 5.

Tabela 5: Dados da mensagem operativa enviada pelo ONS

Campo	**Descrição**
Data/hora de envio	Timestamp da emissão da instrução de acionamento intermediado

Intervalo temporal	Indicação de qual o intervalo temporal para o qual espera-se a atuação do DSO (ex: das 18:00 às 18:30)
Barra de fronteira	Código da barra de fronteira associada ao DSO
Tipo de ação	Em um primeiro momento, haveria apenas um tipo de instrução disponível no mecanismo de acionamento intermediado: a instrução de redução da injeção de potência líquida (ou, equivalentemente, aumento do consumo líquido).
Valor da intervenção	**M**agnitude da variação de potência ativa (MW) esperada na barra de fronteira em questão.

Asim como a estruturação do envio de instruções de acionamento para o mecanismo é relevante, destacam-se também as diretrizes para armazenamento dos registros, que será de responsabilidade do ONS. Essa base é fundamental para o monitoramento contínuo da qualidade da atuação dos DSOs, para a análise interna do ONS e para a fiscalização do serviço prestado. A rastreabilidade dessas informações permitirá não apenas o aprimoramento dos modelos de previsão e acionamento, mas também o desenvolvimento de instrumentos regulatórios voltados à remuneração por desempenho e ao reconhecimento de custos operacionais associados à função de operador da rede de distribuição. Ou seja, as informações trocadas deverão ter registros, de forma a contrastar as informações (i) indicativas centralizadas, (ii) instruções enviadas e as (iii) medições em tempo real. A Tabela 6 apresenta a estrutura dos dados armazenados propostos.

Tabela 6: Estrutura dos dados armazenados

Campo	**Descrição**
Data/hora de envio	Timestamp da emissão da instrução de acionamento pelo ONS
Data e Intervalo temporal	Intervalo de operação ao qual a instrução se refere (ex: 18:00–18:30 do dia 01-01-2025)
Barra de fronteira	Código da barra associada à distribuidora (DSO)

Injeção prevista total	Valor previsto da injeção líquida total na barra de fronteira antes do envio da instrução, considerando todos os recursos (acionáveis e não acionáveis, cadastrados e não cadastrados).
Injeção prevista acionável	Valor previsto da injeção líquida total na barra de fronteira antes do envio da instrução, considerando apenas os recursos *cadastrados* e *acionáveis.*
Montante acionado	Valor da modulação de potência solicitada pelo ONS ao DSO. É possível fazer uma conversão proporcional para que o intervalo temporal do acionamento coincida com o intervalo temporal do registro
Injeção medida	Valor efetivo da injeção líquida registrada na barra durante o intervalo temporal de operação
Expurgo	Indicador de validade do dado medido para fins de avaliação da qualidade da prestação do serviço de DSO (ex: "não" = dado válido; "sim" = excluir).
Justificativa (opcional)	Motivo de eventual descumprimento da instrução, quando aplicável (ex: falha de comunicação)

Para garantir o correto funcionamento do mecanismo, é especialmente importante estabelecer mecanismos que tenham como objetivo a mediação das relações entre os diversos agentes e instituições, a fim de gerir possíveis inconsistências que possam surgir durante o processo garantindo transparência, isonomia e segurança regulatória. Essas situações demandam um direcionamento, uma vez que o ONS não manteria comunicação direta com os REDs para fins de operação. Inicialmente, propõe-se que essa função seja desempenhada pela ANEEL, podendo posteriormente ser avaliada a implementação de um terceiro agente "mediador" dedicado a esse papel. Essa mediação visa atender a inconsistências como:

• DSO-ONS: Divergências nos registros e solicitações de expurgo;

• DSO-RED: Não cumprimento, por parte do RED, dos requisitos técnicos e regulatórios;

• RED-DSO: Questionamentos relativos à transparência e à isonomia praticada pelo DSO, por exemplo.

Alguns aprimoramentos nos protocolos e práticas do ONS serão importantes, como alterações nas etapas de previsão, programação e tempo real. De forma geral, propõe-se partir dos procedimentos atuais, incorporando ajustes para que o mecanismo de acionamento intermediado possa ser implementado. Na etapa de previsão e de programação, por exemplo, será relevante definir quais categorias de recurso são desejáveis para a submissão de informações de cadastro do DSO, sempre levando em consideração que, quanto maior a complexidade das informações, possivelmente maior será a necessidade de ajuste nas equipes do ONS e infraestrutura geral, mas, como contraponto, a granularidade dos dados deverá ser suficiente para o estabelecimento do mecanismo.

A etapa de programação, por outro lado, deverá realizar a ponte entre as previsões e as decisões de acionamento próximas ao tempo real, sendo que, em um primeiro momento, não foi considerada a incorporação do acionamento intermediado ao DESSEM, mesmo que na etapa de pós-DESSEM sejam consideradas análises preliminares a respeito dos recursos que poderão ser acionados próximo do tempo real. Vale ressaltar, ainda, que a programação deverá prever tratamento compatível com o grau de flexibilidade dos recursos, garantindo a isonomia de tratamento mas avaliando a necessidade de levar em consideração a capacidade de responsa rápida em situações de emergência que poderá variar por questões intrínsecas às características físicas dos recursos.

Já no tempo real, a proposta consiste em que, sempre que possível, o mecanismo de acionamento intermediado coloque os recursos administrados pelo DSO em igualdade de condições com outros recursos do sistema atualmente já despacháveis pelo ONS, visando garantir a estabilidade operacional do sistema. O registro ex-post carecerá também de adaptações procedimentais, de forma a assegurar a adequada conversão das mensagens do acionamento real para a linguagem utilizada na base de dados de registro.

Adicionalmente, com relação à implementação do mecanismo dentro do DSO, novamente, sugeriu-se que sejam definidas diretrizes e regras gerais, dando maior grau de liberdade para as distribuidoras atuarem em suas áreas de concessão, garantindo a atuação transparente de distribuição interna do acionamento entre os REDs e, de forma complementar, o cumprimento adequado por parte dos REDs, em caso de acionamento.

4.2 Produto III.B - Ações regulatórias recomendadas

As ações regulatórias recomendadas foram desenhadas com base em alguns princípios norteadores e partindo das prioridades apontadas pelo ONS, relacionadas aos desafios atualmente vivenciados para operação do SIN. Inicialmente, ressalta-se a premissa de que os ONS não precisa ter relacionamento

operacional com os REDs, sendo o DSO responsável por intermediar esta relação, como interlocutor dos REDs, frente ao ONS. Ainda, um cronograma de implementação foi desenhado partindo de ações mais simples para ações mais complexas, adequando as prioridades apontadas pelo Operador.

O relatório solidifica uma proposta de mecanismos de acionamento de REDs para endereçamento de questões sistêmicas, que poderá englobar potência ativa, potência reativa e, até mesmo, o desenvolvimento de produtos integrados à um mercado de reservas que venha a existir, ou ainda de serviços ancilares. As ações regulatórias buscaram estabelecer os atributos e requisitos a serem definidos tanto para novos REDs, quanto um plano de transição para os recursos existentes (legados), em consonância à identificação das novas responsabilidades dos DSOs, TSOs e REDs e o processo de comunicação entre eles.

A Figura 7 abaixo ilustra as prioridades apontadas pelo Operador, ou seja, quais os principais pontos a serem endereçadas por meio mecanismo de acionamento de REDs, elencadas por ordem decrescente de prioridade.

Figura 7: Priorização dos desafios enfrentadas pelo ONS



- Prioridade A: mecanismo que enderece problemas de gestão na transmissão, em contingência ou em regime permanente.
- Prioridade B: mecanismo que enderece problemas enfrentados de controle de frequência, principalmente devido a sobreoferta de geração.
- Prioridade C: mecanismo que enderece problemas de controle de tensão na fronteira.
- Prioridade D: mecanismo que enderece problemas associados ao controle da ponta de carga do sistema.

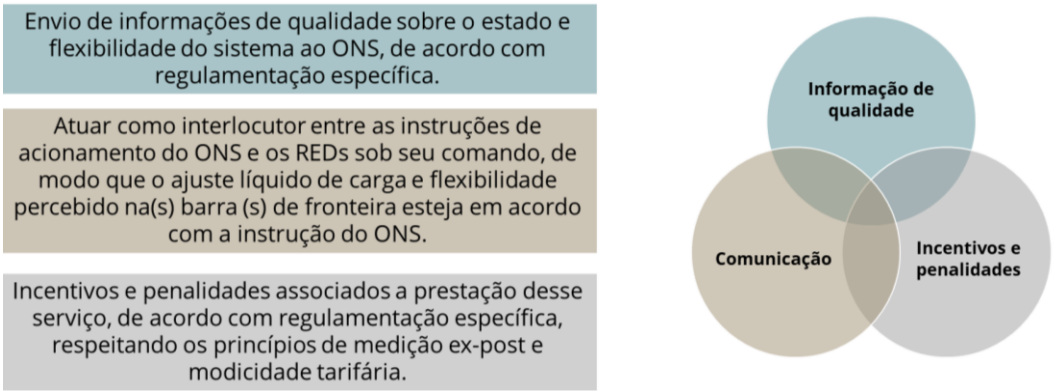
Partindo das prioridades identificadas, foram elaboradas duas Frentes de atuação. A Frente 1 apresenta as ações relacionadas aos comandos regulatórios, aos requisitos a serem estabelecidos para os novos agentes e ao tratamento dos agentes legados, incluindo a sistematização do papel do DSO como agente intermediário nos acionamentos de REDs, conforme as instruções do ONS. Já a Frente 2 foi planejada para implementar, de forma escalonada no tempo, a sistematização do mecanismo de

acionamento de REDs, partindo do ONS e intermediado pelos DSOs, denominado neste contexto como "Acionamento Intermediado.

Para que as duas Frentes possam ser desenvolvidas, foi relevante identificar o arcabouço regulatório fundamental que deverá ser ajustado ou criado, com a proposta de estabelecimento de um marco regulatório dedicado para o mecanismo e, ainda, critérios gerais para o tratamento dos REDs legados, que poderão ser incorporados ao mecanismo. A implementação de um marco regulatório para definição do Mecanismo de Acionamento Intermediado pelo DSO, no curto prazo, deverá estabelecer as responsabilidades das distribuidoras, como abaixo elencadas e ilustradas na Figura 8:

- [Comunicação] DSOs deverão atuar como intermediários entre as instruções de acionamento do ONS e os REDs sob seu comando, de modo que o ajuste líquido de carga e flexibilidade percebido na(s) barra (s) de fronteira atenda à instrução do ONS.
- [Informação de qualidade] DSOs deverão enviar informações de qualidade sobre o estado e flexibilidade na barra de fronteira do seu sistema ao ONS.
- [Incentivos e penalidades] Definição sobre eventuais ônus e bônus aos quais os DSO e REDs estão sujeitos, associados à prestação desse serviço, respeitando os princípios de apuração *ex-post* e modicidade tarifária.

Figura 8: Responsabilidades do DSO



Em resumo, as alterações regulatórias necessárias para a implementação do mecanismo de acionamento intermediado dos REDs, no curto prazo, são indicadas na **Tabela 7** abaixo:

Tabela 7 – Documentos regulatórios a serem alterados no curto prazo.

Assunto	Documento	Identificação	Alteração
Operação DSO	PRODIST	Módulo 4	Indicar a responsabilidade de acionamento pelo DSO
Cadastro operacional	PRODIST	Módulo 4	Especificação dos dados necessários para previsão de carga
Controle de carga	PRODIST	Módulo 4	Indicar responsabilidade de gestão do acionamento ao DSO
Coordenação operacional	PRODIST	Módulo 4	DSO deverá recepcionar e atender ao comando do TSO
Requisitos para conexão	PRODIST	Módulo 3	Dispositivos de interrupção devem possibilitar o acionamento intermediado
Relacionamento	PRODIST	Módulo 3	Atualizar Relacionamento Operacional e Acordo Operativo
Sistema de medição	PRODIST	Módulo 5	Criar seção de medição para melhorar previsão de carga
Qualidade do serviço	PRODIST	Módulo 8	Expurgo do acionamento intermediado nos indicadores de qualidade do serviço
Qualidade do produto	PRODIST	Módulo 8	Isentar de compensação por transgressão dos limites de nível de tensão
Mecanismo de acionamento	PROREDE	Submódulo 2.4	Explicitar a criação do mecanismo
Previsão da carga	PROREDE	Submódulo 4.4	Atualizar o procedimento com base nas novas informações do DSO
Programação da operação	PROREDE	Submódulo 2.4	Compor acionamento intermediado na programação da semana operativa
Operação do Sistema	PROREDE	MPOs	Detalhar instruções operativas
Cadastro operacional	PROREDE	Submódulo 7.11	Especificar os dados a serem prestados pelo DSO
Modalidade de operação	PROREDE	Submódulo 7.2	Atualizar definições das modalidades de usinas
Indicadores	PROREDE	Submódulo 9.8	Criação de um novo submódulo com os indicadores de desempenho do DSO
Conexão	REN 1000	Conexão	Atualizar condições de acesso
REDs participantes	REN 1000	MMGD	Definir MMGD que participarão do mecanismo
Receita tarifária	PRORET	Submódulo 2.3	Excepcionalizar tratamento de chaves em média tensão como CapEx
Partes relacionadas	REN 1000	MMGD	Critérios de eligibilidade e priorização de acionamento

Foram mapeadas, então, as normas e regras que deverão reger a integração entre ONS-DSO-REDs, a partir da estruturação dos requisitos e atributos necessários, sistematização do papel de operador do sistema de distribuição (DSO), exercido pela distribuidora, assim como a interface de comunicação e controle entre ONS-DSO-REDs. Destacou-se, ainda, que a realização de projetos pilotos e *sandbox* regulatórios são uma saída para testar o ambiente regulatório e técnico experimental que se propõe neste projeto, sendo uma ferramenta de grande valor neste contexto.

As ações técnicas e regulatórias mapeadas deverão integrar um cronograma de ajustes regulatórios e procedimentais, o qual poderá estar relacionado com itens já previstos na Agenda Regulatória da Aneel para o biênio 2025-2026. Propõe-se o desenvolvimento de um marco regulatório específico para o Mecanismo de Acionamento Intermediado. Paralelamente, pode-se estabelecer um Sandbox

Regulatório, dado que já existe um arcabouço regulatório vigente. É importante destacar que as mudanças de curto prazo devem ser compatíveis com futuros aprimoramentos e refinamentos do sistema, como refletido na

Figura 9 9.

Figura 9: Esquema de ajustes regulatórios e procedimentais



5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A experiência internacional de países como Austrália, EUA (Califórnia e Texas), Espanha, Reino Unido e Suécia oferece valiosas lições para o Brasil, especialmente diante do crescimento de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), com destaque para Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). Essas nações demonstram que estratégias que priorizam a flexibilidade, a transparência regulatória e a interoperabilidade entre agentes são essenciais para construir um mercado energético eficiente, seguro e sustentável.

Na grande maioria dos sistemas analisados, observa-se que os REDs já participam de mercados spot de energia, além de mercados de flexibilidade, com a criação de plataformas de coordenação entre operadores de transmissão (TSOs) e distribuição (DSOs). Estudos de caso revelaram que a comunicação eficiente entre TSO e DSO é fundamental para garantir a estabilidade, segurança e eficiência do sistema elétrico, especialmente mediante o uso de plataformas digitais e abordagens inovadoras de coordenação, que vêm sendo testadas em projetos piloto.

Apesar das diferenças entre países, tendências comuns emergem, como a necessidade de modelos de mercado que admitam a participação ativa dos REDs, a atualização regulatória para sua integração eficaz e o avanço de soluções tecnológicas que permitam o controle, monitoramento e despacho desses ativos distribuídos. Essas experiências reforçam a importância de projetos pilotos e de plataformas digitais para aprimorar a gestão dos REDs, ao mesmo tempo que evidenciam a evolução de modelos regulatórios e tecnológicos.

No contexto brasileiro, o crescimento exponencial da MMGD vem revelando a necessidade de revisar a forma como o sistema é operado, em especial, nas distintas responsabilidades sobre a controlabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para isso, é fundamental fortalecer a coordenação, integração e relacionamento entre TSO e DSO, procurando extrair ao máximo os benefícios dos REDs — como flexibilidade operacional, reserva de capacidade e serviços ancilares — sem comprometer segurança, eficiência e custos.

Para melhor operação das redes de transmissão e distribuição, será necessário que as distribuidoras possam dispor de mecanismos para gestão dos REDs, a serem contemplados na regulamentação, sendo a distribuidora responsável pela gestão dos agentes conectados em sua rede. Entre os mecanismos possíveis, destacam-se aqueles relacionados à qualidade da previsão, produtos despachabilidade e, ainda, mecanismos que estejam associados as atividades comerciais e atividades fio da distribuidora.

Durante o projeto, entendeu-se que a necessidade premente está associada a criação de um arcabouço mínimo para o funcionamento de um mecanismo de gestão de REDs no Brasil, partindo de necessidades sistêmicas. Neste sentido, a criação de protocolos é fundamental para viabilizar um mecanismo coerente e justo. Nesse contexto, torna-se fundamental a definição de um mecanismo de acionamento intermediado, no qual as instruções de controle originadas no ONS sejam operacionalizadas pelas distribuidoras.

Portanto, proposta principal reside na criação de um mecanismo de acionamento intermediado, que parta de necessidades sistêmicas previamente identificadas pelo ONS, acompanhado de adequações técnicas e regulatórias para os agentes envolvidos. Para essa estruturação, sugere-se que o DSO seja responsável pela gestão operacional dos REDs conectados às suas redes, atuando como interlocutor junto ao ONS. Assim, o ONS não precisaria estabelecer relacionamento direto operacional com os REDs, cabendo ao DSO intermediar essa relação.

Desta forma, para viabilizar esse mecanismo, recomenda-se a elaboração de protocolos que definam claramente os elementos de interface, incluindo o envio de informações de cadastro, informações indicativas de acionamento, instruções de acionamento e armazenamento de registros. Além disso, são necessárias diretrizes para a resolução de eventuais inconsistências entre ONS, DSO e REDs.

A implementação do mecanismo deverá se dar por meio de um marco regulatório que estabeleça as responsabilidades dos agentes envolvidos. Com relação às distribuidoras, a regulamentação deverá estabelecer que estão atuarão como intermediárias no envio e execução das instruções de acionamento partindo do ONS, assegurando a qualidade das informações relativas ao estado e à flexibilidade do sistema. Recomenda-se, como aprimoramentos futuros, a definição de incentivos e penalidades associados à prestação do serviço, considerando princípios de justiça e modicidade tarifária e a necessidade de apuração ex-post.

Junto ao merco regulatório, ações específicas deverão estar integradas a um cronograma de ajustes, com destaque para as ações regulatórias que deverão englobar a sistematização das responsabilidades dos DSOs e REDs (inclusive o tratamento para os legados) como imprescindível para o sucesso do mecanismo. Ações técnicas deverão estar focadas em viabilizar a comunicação, a integração com processos existentes do ONS e distribuidoras, e o registro sistemático de informações (previsão, acionamento e realização).

Desde a Fase 1, envolvendo a participação do ONS, Aneel e distribuidoras, foi possível traçar um diagnóstico preciso das ações necessárias para consolidar o mecanismo, promovendo maior

segurança, eficiência e integração na gestão dos REDs. Portanto, a criação de um mecanismo de acionamento intermediado, por meio de marco regulatório específico, baseado em protocolos claros e suporte regulatório robusto, é essencial para garantir uma gestão mais eficiente, segura e econômica do crescimento da MMGD no Brasil. Paralelamente, sugere-se o estabelecimento de um Sandbox Regulatório, dado que já existe um arcabouço regulatório vigente.

Tal proposta está alinhada às experiências internacionais, às necessidades sistêmicas do país e às possibilidades de inovação tecnológica, apresentando característica fundamental de que as mudanças sugeridas para curto prazo são compatíveis com futuros aprimoramentos e refinamentos do sistema.