

NT-ONS DTA 0085/2023

Sandbox Controle de Tensão

© 2020/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração sem autorização é proibida.

NT-ONS DTA 0085/2023

Sandbox Controle de Tensão

GRUPO DE TRABALHO

Participantes	Área
Alexandre Nohara	EGE
Anderson Rotay Gaspar	EGS
Andreia Monteiro	RA
Bernard Fernandes Küsel	AOC
Bruno Sessa	PLM
Carlos Alberto da Silva Neto	PLC
Evelina Neves	RA
Fabricio Vianna Calvelli	PLM
Fernando Machado Silva	PLM
Flávia Cavalcanti Ferreira	EGN
Hévilo de Oliveira Goncalves	AOP
Jardel Cunha Camelo	PLM
Jefferson Alexander Gonçalves Goulart	SAC
João Batista Rodrigues da Costa	AOC
João Marco Francischetti Ferreira	PLC
Marcelo Martinho Pestana	OSE
Patricia Silva Neves	PLC
Rafael Zymler	PLC
Rodrigo Alves das Neves	OSE
Rodrigo Villela de Faria	PLC
Tayná Ferreira Santos	AOP
Vinícius Gualter Correa Salles	PLM

Sumário

1.	Introdução	6
2.	<i>Benchmarking</i> Internacional	8
3.	Necessidade Sistêmica de Suporte de Potência Reativa	14
3.1.	Aspectos Conceituais e Regulatórios	14
3.2.	Aspectos Operacionais	16
3.3.	Estudos Realizados no âmbito do Planejamento da Operação	18
4.	Proposta de Mecanismo Competitivo para Suporte de Potência Reativa	21
4.1.	Região Selecionada para o <i>Sandbox</i>	22
4.2.	Montante de Potência Reativa requerida	24
4.3.	Identificação da duração da Necessidade de Potência Reativa	26
4.4.	Participantes	27
4.5.	Requisitos Técnicos	28
4.6.	Medidas de efetividade	28
4.7.	Modelo de Contratação, precificação e remuneração	30
4.8.	Produtos	31
4.9.	Duração e Vigência	31
4.10.	Realização das Ofertas	31
4.11.	Critério de Seleção	31
4.12.	Despacho e Acionamento	32
4.13.	Verificação e Penalidade	32
5.	Considerações Finais e Próximos Passos	33
6.	Referências	34
7.	ANEXO – Resumo	35

1. Introdução

O funcionamento adequado de um Sistema Elétrico se baseia na entrega eficiente e confiável de energia elétrica tanto no longo prazo como no curto prazo, sendo uma das principais preocupações das políticas e regulações dos mercados de eletricidade.

O fornecimento confiável do serviço de energia elétrica não envolve apenas a existência de capacidade suficiente e a produção da energia, mas a qualidade desta energia também é fundamental. Para manter a segurança de suprimento e a qualidade requerida, são necessários uma série de serviços complementares denominados **Serviços Ancilares (SA)** que assegurem o correto funcionamento do sistema.

Os SA são recursos e ações adicionais às contratações tradicionais de energia elétrica e capacidade que permitem que o Operador do sistema elétrico possa atender a demanda instantaneamente, em todos os pontos do sistema, garantindo a confiabilidade no suprimento, a continuidade do fornecimento e a conformidade dos valores de frequência e tensão com os limites preestabelecidos, tanto em regime normal de operação, como durante mudanças súbitas dos estados do sistema.

Atualmente, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022 (que incorporou a REN ANEEL nº 697/2015) estabelece, dentre outros aspectos, os procedimentos relacionados à prestação e à remuneração de SA por centrais geradoras de energia elétrica integradas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), abrangendo os controles primário e secundário de frequência; o despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa (RPO), o suporte de potência reativa para controle de tensão, os sistemas especiais de proteção (SEP) e o autorrestabelecimento parcial e integral (*black start*).

Devido às mudanças da matriz elétrica do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), com a crescente inserção das fontes renováveis variáveis não controláveis e de previsibilidade limitada, como a eólica e a solar fotovoltaica, com a expansão de usinas hidráulicas “à fio d’água”, sem a capacidade de armazenamento de energia em reservatórios e com a diminuição da capacidade de regularização do sistema agravada por cenários de escassez hídrica, uso múltiplo de águas e restrições ambientais, os aprimoramentos dos SA passaram a ser discutidos com maior frequência, principalmente a partir da Consulta Pública MME nº 33/2017, quando começaram a serem propostas as diretrizes para a modernização setorial como a neutralidade tecnológica e a possibilidade de aquisição dos SA via mecanismo concorrencial.

Nesse sentido, o ONS realizou em 2019, em parceria com a ANEEL, o Workshop “Aprimoramento da Prestação de Serviços Ancilares no SIN” com o objetivo de debater com Agentes, entidades setoriais, associações, consultorias, centros de pesquisa e universidades oportunidades de melhoria e novas modalidades de prestação de SA no SEB.

A partir das contribuições recebidas durante o Workshop, a ANEEL instaurou a Tomada de Subsídios nº 06/2019 e posteriormente a Consulta Pública ANEEL nº 83/2021 com o objetivo de avaliar formas de aumentar o incentivo à prestação com qualidade, e de identificar e alocar os custos eficientemente.

Devido à complexidade do tema, a ANEEL recomendou o aprofundamento dos estudos com relação a cada um dos SA atualmente prestados ao SIN em etapas, considerando seus atributos e respectivos custos, bem como a inserção das novas tecnologias na prestação desses serviços.

Como melhorias incrementais imediatas, a CP ANEEL nº 83/2021 propôs alterações relativas à manutenção da RPO e a possibilidade de provimento remunerado relativo ao suporte de potência reativa por Usina Fotovoltaica (UFV) e Centrais Geradoras Eólicas (CGE) quando não estiverem fornecendo potência ativa. A CP ANEEL nº 83/2021 previu também a elaboração de um plano de trabalho para subsidiar a revisão dos próximos ciclos da Agenda Regulatória ANEEL com proposta de priorização e aprofundamento de cada SA, elaborado em conjunto com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), considerando tanto aprimoramentos incrementais nos SA existentes, como a possibilidade de inclusão de novos serviços.

Neste trabalho de construção de um plano de trabalho do ONS com a ANEEL foram identificados os seguintes SA prioritários para atendimento às necessidades sistêmicas em ordem de relevância: 1) Suporte de potência reativa para controle de tensão; 2) Controle secundário de frequência e 3) Autorrestabelecimento integral.

Com o fechamento da CP ANEEL nº 83/2021, a ANEEL publicou a REN ANEEL nº 1.062/2023, ampliando o escopo com a possibilidade de prestação de suporte de potência reativa remunerado por usinas com qualquer tecnologia de geração (além do requisito mínimo previsto em Procedimento de Rede), desde que indicado pelo ONS, que seja operacionalmente possível e atenda aos requisitos estabelecidos pelo ONS. Adicionalmente, visando contribuir com a evolução dos SA, a ANEEL também incluiu nesta Resolução Normativa a possibilidade de o ONS realizar testes em ambiente regulatório experimental (*sandbox*) de produtos para a prestação de SA, mediante autorização específica. Para isso, o ONS deverá apresentar proposta à ANEEL, especificando as condições atuais e futuras do sistema, o problema de operação que se pretende tratar, os recursos disponíveis ou possíveis de serem contratados, os produtos que visam suprir as necessidades apontadas, os respectivos parâmetros técnicos, o prazo para os testes e as demais medidas necessárias para sua implementação.

O objetivo desta Nota Técnica é apresentar os elementos iniciais necessários para subsidiar a abertura de Consulta Pública ANEEL visando avaliar a construção de um *sandbox* regulatório para aquisição via mecanismo competitivo do primeiro tema indicado como prioritário “suporte de potência reativa”. Esta NT está estruturada da seguinte forma: 1) Esta introdução apresentando um breve histórico das diversas iniciativas em andamento no setor para aprimoramento e evolução dos SA; 2) *Benchmarking* internacional considerando a experiência da implantação de mercado de SA no Reino Unido (UK); 3) Avaliação da necessidade sistêmica para suporte de potência reativa (diagnóstico), com detalhamento das premissas, cenários considerados, definição da região selecionada para o *sandbox* e quantidade requerida; 4) Proposta preliminar para mecanismo competitivo com diretrizes gerais; 5) Considerações finais; 6) Referências e 7) Anexo contendo um resumo da proposta preliminar.

2. Benchmarking Internacional

Assim como no Brasil, outros Operadores vêm enfrentando desafios advindos da crescente inserção de fontes renováveis no sistema elétrico, bem como da mudança do comportamento da demanda mínima e do consumo de energia nas redes de transmissão e distribuição. Tal transformação traz uma complexidade na operação do sistema com relação a manutenção do sistema dentro de limites de tensão e frequência preestabelecidos. Tradicionalmente, tais limites que eram mantidos por meio de recursos convencionais (geração síncrona), estão sendo substituídos pelas fontes de energia renováveis, o que implica em recorrer à utilização de conversores estáticos para efetuar os devidos ajustes no sistema elétrico.

Alguns países estão utilizando projetos para encontrar soluções inovadoras e mais econômicas para resolver problemas específicos no sistema. O Operador do Reino Unido (National Grid ESO), por exemplo, criou três projetos denominados “*Pathfinder*” com o objetivo de promover aprendizados importantes do ponto de vista regulatório, benefícios para os consumidores, sociedade e meio ambiente. Tais projetos baseiam-se na aquisição dos serviços via mecanismo competitivo e possuem os seguintes propósitos:

- I. “**High Voltage Pathfinder**”: buscar novas soluções no mercado para resolver problemas regionais de alta tensão decorrentes da necessidade de absorver mais energia reativa na rede de transmissão.
- II. “**Stability Pathfinder**”: identificar maneiras mais econômica para tratar os problemas de estabilidade no sistema elétrico, criados pelo declínio na geração síncrona conectada à transmissão, com a aquisição de inércia e soluções que aumentem os níveis de curto-circuito na Inglaterra, Escócia e País de Gales.
- III. “**Constraint Management Pathfinder**”: encontrar soluções para reduzir o custo de gerenciamento de restrições de escoamento em vários locais do sistema elétrico.

A Figura 1 a seguir ilustra todos os “*Pathfinders*” já concluídos desde o início do Projeto em 2019, e suas respectivas localizações. Como mostra a figura, já foram realizados dois mecanismos para aquisição de potência reativa (“*High Voltage Pathfinder*”), sendo o 1º para resolver problemas de sobretensão na região do Noroeste da Inglaterra (*Mersey*) e o 2º na região do norte da Inglaterra, conhecida como *Pennine*.

Da mesma forma, também já aconteceram dois mecanismos “*Stability Pathfinder*” onde procurou-se atender às necessidades imediatas de incremento de inércia no Reino Unido e de curto-circuito da Escócia.

O mecanismo que visou a aquisição de soluções para gerenciar as restrições de escoamento, especialmente na fronteira entre a região da Escócia e Norte da Inglaterra, causadas pela grande concentração de geração eólica vinda da Escócia, foi concluído em 2022 (“*Constraint Management Pathfinder*”).

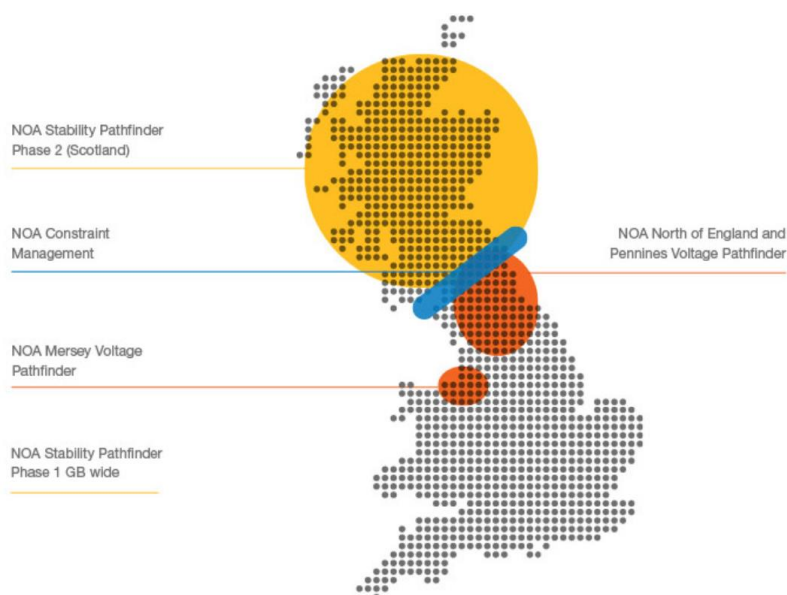


Figura 1. Localização dos projetos “Pathfinders” concluídos – Fonte: National Grid ESO

A National Grid ESO é responsável pela execução de todas as etapas dos “Pathfinders”, que são estruturados da seguinte forma:

- I. **Identificação dos Requisitos:** etapa em que o Operador realiza os estudos e identifica as necessidades.
- II. **Comunicação Externa:** assemelha-se a uma consulta pública e é a etapa onde o Operador fornece todas as informações necessárias ao público externo com o objetivo de identificar o interesse destes em participar do mecanismo competitivo. São informados, dentre outros, dados como:
 - Tipo de serviço procurado;
 - Quantidade requerida;
 - Previsão de utilização;
 - Região e Subestações preferenciais;
 - Requisitos comerciais;
 - Quem pode participar;
 - Remuneração;
 - Tipo de contrato;
 - Início do serviço e duração do contrato;
 - Clausulas de penalidade;
 - Critério de seleção;
 - Tempo para o acionamento;
 - Como participar.

Nesta etapa também são fornecidos quais tipos de estudos técnicos que os interessados devem realizar para fornecer os serviços (estudos de viabilidade técnica).

- III. **Feedback do Setor:** nesta etapa os interessados devem entregar um documento contendo um resumo de sua capacidade de fornecer o serviço procurado, incluindo entre outras as seguintes informações:
- Descrição técnica do equipamento;
 - Faixa de operação;
 - Modo de controle, se aplicável;
 - Faixa de potência ativa necessária para entregar a potência reativa, se aplicável;
 - Data a partir da qual o serviço estará disponível;
 - Localização e ponto de conexão;
 - Opção de contrato preferencial;
 - Duração do contrato preferencial;
 - Qualquer outra informação relevante.
- IV. **Definição da realização ou não do mecanismo competitivo:** por meio da entrega dos documentos pelos interessados (item III acima), o Operador irá: determinar as capacidades técnicas chaves de todas as soluções propostas; decidir se as soluções propostas atendem às principais especificações técnicas exigidas; comprovar a conformidade com as especificações solicitadas; avaliar qualquer limitação nas soluções e decidir ou não pelo mecanismo competitivo.
- V. **Entrega do Custo para implementação do serviço:** nesta fase, o Operador recebe das partes interessadas o custo para implementação da proposta, incluindo, se for o caso, o valor do reforço na rede de transmissão para adequar a solução (informação dada pela Transmissora).
- VI. **Avaliação do custo-benefício da solução:** nesta análise, considera-se o custo-benefício da solução comparando-a com o custo de obter o mesmo serviço pelos mecanismos tradicionais (aquisição de ativos ou mercado de balanceamento).

Os resultados obtidos nos três “*Pathfinders*” foram inovadores e abriram espaço para novas tecnologias ofertarem serviços de controle de tensão, controle de frequência e reduzir restrições de escoamento, com menor custo para os consumidores.

O 1º mecanismo competitivo para controle de tensão (“*High Voltage Pathfinder*”) por exemplo, atraiu:

- **30 opções de solução** para resolver os problemas regionais de alta tensão na região do Noroeste da Inglaterra (*Mersey*);
- **Diferentes tecnologias** (usinas eólicas e fotovoltaicas, baterias, reatores *shunt*, STATCOM, solução híbrida e máquinas síncronas);
- **2.7 Gvar de capacidade ofertada** (necessidade requerida no mecanismo competitivo foi de –230 Mvar).

A Figura 2 abaixo apresenta um resumo das propostas recebidos pelos agentes interessados neste 1º mecanismo competitivo de controle de tensão realizado em 2019 e finalizado em 2020.

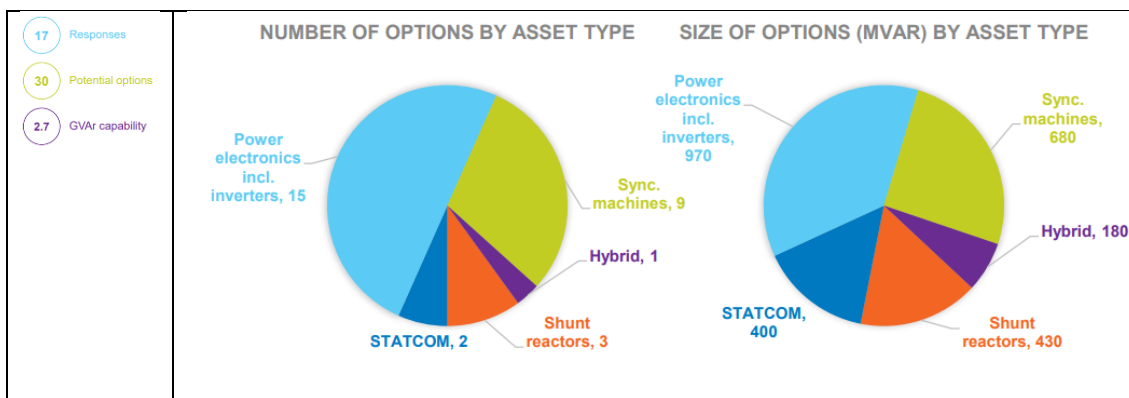


Figura Erro! Nenhum texto com o estilo especificado foi encontrado no documento. :
Resumo dos interessados no 1º “High Voltage Pathfinder” – Fonte: National Grid ESO

Ainda sobre o 1º mecanismo competitivo “High Voltage Pathfinder”, vale o destaque pelo resultado inovador, que trouxe o primeiro projeto de baterias no mundo a fornecer o serviço de controle de tensão (absorvendo potência reativa). O conjunto de baterias, instalado na subestação de Capenhurst 275 kV, totaliza uma potência de 100 MW e será capaz de absorver 40 Mvar. O projeto que entrou em operação em 2023 (Figura 3) tem contrato assinado por 15 anos e será capaz de reduzir cortes de geração renovável, particularmente eólica, na região de Mersey, no noroeste da Inglaterra, onde está localizada, além de reduzir a quantidade de geração a gás necessária para equilibrar a oferta e a demanda de energia.

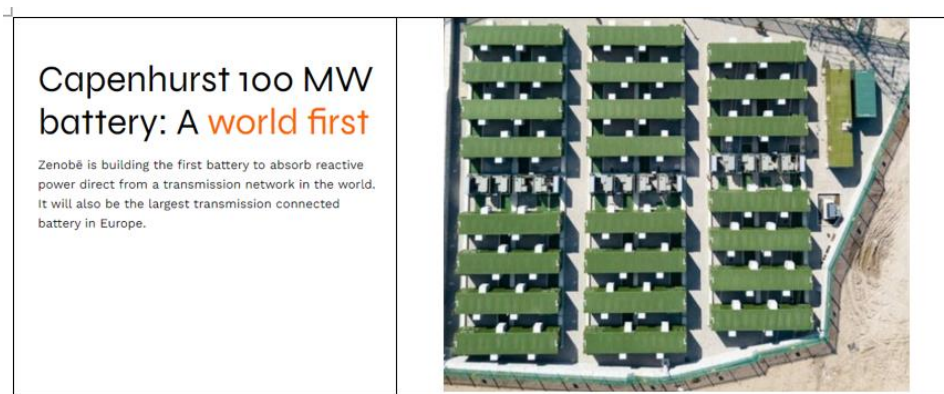


Figura 3: Um dos vencedores do 1º “High Voltage Pathfinder” – Fonte: site Zenobe

O 2º leilão de controle de tensão (“High Voltage Pathfinder”) também obteve um resultado de destaque, trazendo para o sistema um conjunto de eólicas *offshore* localizado na costa nordeste da Inglaterra, o “Dogger Bank Wind Farm”. O conjunto está sendo construído em três fases de 1,2 GW e será o maior parque eólico *offshore* do mundo quando estiver em operação, com uma capacidade total de 3,6 GW. A National Grid ESO concedeu um contrato de 10 anos ao conjunto Dogger Bank (Figura 4), que terá uma estação conversora *onshore* na subestação Lazengy, e irá fornecer 200 Mvar de capacidade de potência reativa entre os anos de 2024 e 2034.

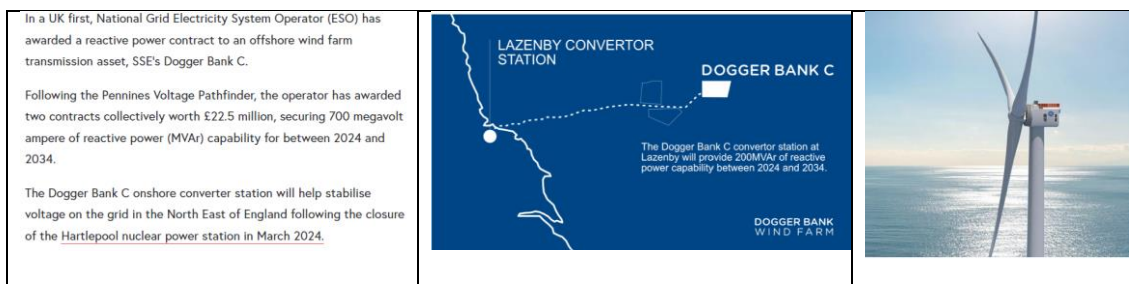


Figura 4: Um dos vencedores do 2º “High Voltage Pathfinder” – Fonte: site DOGGER Bank Wind Farm

Assim como aconteceu nos leilões de controle de tensão (“High Voltage Pathfinder”), os dois mecanismos competitivos realizados para o “Stability Pathfinder”, também apresentaram resultados que merecem destaque por sua inovação. Em ambos os leilões, a National Grid ESO concedeu contratos de 5 e 10 anos para conjuntos de baterias (tecnologia *Grid Forming Battery Storage*) e compensadores síncronos, garantindo dezenas de Gvar de inércia no sistema e uma economia esperada entre £ 52 milhões e £ 128 milhões para os consumidores, como resultado de ter que tomar menos ações no mercado de balanceamento para lidar com problemas de estabilidade do sistema. A Figura 5 a seguir ilustra os resultados, em números, do 2º mecanismo de “Stability Pathfinder”.

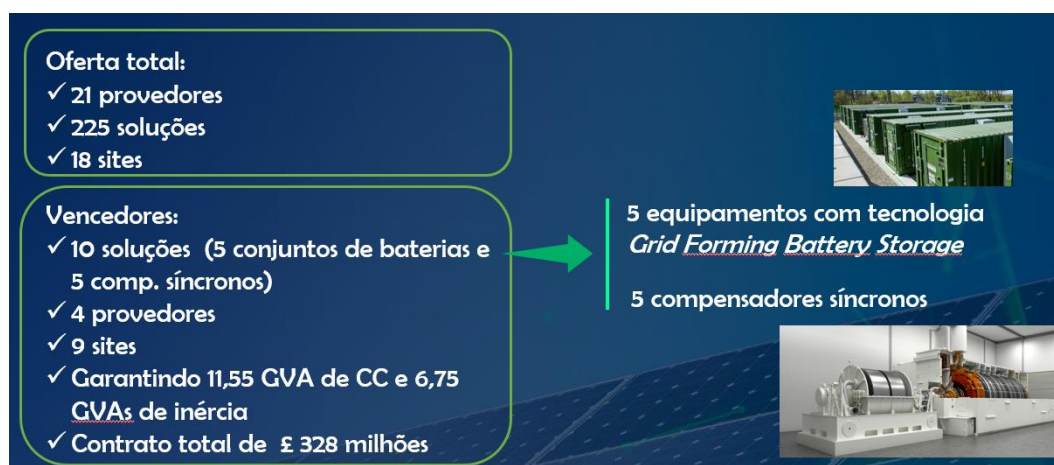


Figura 5: Resultado do 2º “Stability Pathfinder” – Fonte: site National Grid ESO

O “Constraint Management Pathfinder” foi realizado com o objetivo de procurar novas maneiras de reduzir o custo das restrições de escoamento e da construção de reforços. Este projeto foi realizado em três fases sendo elas:

Fase 1 – Abertura de uma consulta pública para fornecer as informações necessárias ao público externo e identificar o interesse destes em participar do mecanismo competitivo. O resultado desta consulta mostrou um grande interesse de baterias como solução para reduzir as restrições de escoamento do sistema.

Fase 2 – Devido ao volume de baterias com interesse em participar deste processo, a National Grid ESO decidiu trabalhar com uma consultoria externa para entender o papel

do armazenamento no gerenciamento de restrições de escoamento e chegou a seguintes conclusões:

- O armazenamento de energia é uma parte essencial na transição do sistema elétrico para uma rede mais limpa (*Net Zero*) e embora ele tenha valor em outros mercados, a análise realizada pela consultoria indicou que usar armazenamento exclusivamente para gerenciamento de restrições não seria econômico pois leva a uma baixa utilização destas fontes, não sendo possível a recuperação de seu custo.
- Combinar o gerenciamento de restrições com outros serviços é possível, o que melhoraria a economia, mas também pode ser difícil. O armazenamento, por exemplo, já é uma das principais tecnologias usadas para fornecer à rede, serviços de resposta de frequência e ajudar a gerenciar tensão e inércia no sistema. No entanto, muitos serviços de balanceamento não podem ser entregues de forma útil quando se está exportando potência ativa, o que pode limitar a utilização do armazenamento nos locais mais restritos.
- No longo prazo, infraestrutura adicional na transmissão ainda é a melhor maneira de minimizar os custos de restrição. No curto prazo, a NGEESO continua explorando outras maneiras de reduzir os custos de restrição para os consumidores.

Fase 3 – Abertura de um leilão para aquisição de 800 MW de geração existente que possua a capacidade de ser desconectada ou ter sua geração reduzida em 150 ms quando de uma falha.

Resultado do Leilão: Concessão de contrato para 15 geradores existentes, que serão capazes de desconectar 1,6 GW quando houver uma restrição na fronteira entre a região da Escócia e Norte da Inglaterra, gerando uma economia em torno de £ 70 milhões para os consumidores, durante o período de serviço (outubro de 2024 a setembro de 2025).

A experiência de sucesso obtida pela National Grid ESO na implantação de um mercado de SA no Reino Unido (UK), está sendo considerada pelo ONS como *benchmarking* internacional para a evolução para um mercado de SA no Brasil.

3. Necessidade Sistêmica de Suporte de Potência Reativa

3.1. Aspectos Conceituais e Regulatórios

A tensão em todas as instalações de um sistema elétrico deve respeitar limites máximos e mínimos estabelecidos com o objetivo de garantir uma operação segura, evitando mau funcionamento e danos a componentes da rede e de consumidores.

Devido às variações de carregamento no sistema de transmissão provocados pelas transições naturais de carga, redespacho de geração em centrais geradoras ou alterações topológicas (indisponibilidades programadas ou contingências), podem ser observadas variações do perfil de tensão que exijam ações operativas para evitar a violação de tais limites operativos.

Para manter o controle sobre o perfil de tensão em um sistema de potência, é importante compensar o excedente ou déficit da potência reativa do sistema. Para isto, existem alguns recursos que podem ser explorados com esta finalidade:

- Equipamentos no sistema de transmissão:
 - ✓ Conexão/desconexão de bancos de capacitores e reatores;
 - ✓ Compensadores síncronos e estáticos;
 - ✓ Comutadores sob carga de transformadores e de reguladores série.
 - ✓ Aumento do consumo de potência reativa de conversores de elos de corrente contínua;
 - ✓ Desenergização de linhas de transmissão pouco compensadas e com baixo carregamento para eliminar o excedente de potência reativa.
- Utilização de recursos disponíveis nas instalações de centrais geradoras:
 - ✓ Alteração da tensão terminal de unidades geradoras através do seu sistema de excitação;
 - ✓ Injeção/absorção de potência reativa por centrais eólicas ou fotovoltaicas;
 - ✓ Utilização de unidades geradoras operando como compensador síncrono.

O serviço prestado pelos equipamentos de transmissão é enquadrado atualmente pelas Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica como Função Transmissão do tipo Controle de Reativo. Assim, a remuneração para o serviço prestado por estes equipamentos é considerada na composição da Receita Anual Permitida (RAP) da concessão.

Diferentemente dos bancos de reatores e capacitores, que fornecem um valor fixo de potência reativa para o sistema, os recursos controláveis como compensadores estáticos, máquinas síncronas (compensadores ou geradores síncronos) e conversores eletrônicos que integram centrais eólicas e fotovoltaicas são capazes de responder dinamicamente após distúrbios no sistema de potência contribuindo também para a sua estabilidade transitória.

Por se tratar de um recurso necessário para manter o perfil de tensão no sistema de transmissão controlado frente a **potência ativa** injetada pela central geradora, é

encarado como um serviço imprescindível para segurança elétrica do sistema e, logo, considerado como mandatório e não-remunerado.

Neste sentido, toda unidade geradora conectada na Rede Básica, nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) ou nas instalações de transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração para conexão compartilhada (ICG) devem ser capazes de absorver ou injetar potência reativa conforme estabelecido pelo Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede. Este submódulo define os **requisitos mínimos** para o suporte de potência reativa, em regime permanente, a serem prestados para cada tecnologia.

As tensões nos barramentos são dependentes da geração e demanda **local**¹ de potência reativa, assim como da topologia da rede. Em casos de contingências o sistema também depende do provimento adequado de suporte de potência reativa para garantir a conformidade da tensão ao longo da rede.

O serviço de suporte de potência reativa deve ser capaz de seguir a curva de demanda, absorvendo a potência reativa excedente durante períodos de carga leve, enquanto em períodos de carga elevada, requer sua produção.

Em cenários de carga reduzida, o número de unidades geradoras é reduzido para manter a operação otimizada das usinas. A escassez de recursos para controle de tensão combinada com o excesso de potência reativa existente no sistema de transmissão com baixo carregamento representa desafios para o controle de tensão do SIN.

Assim, considerando que tais instalações de geração possuem máquinas síncronas de grande porte que estariam desligadas por não haver a necessidade de produção de energia ativa, uma alternativa a ser explorada é sincronizar estas unidades geradoras como compensadores síncronos².

No Brasil, este tipo de recurso era explorado exclusivamente pelas usinas hidroelétricas, entretanto, com a publicação da REN ANEEL nº 1.062/2023, abriu-se a possibilidade de remuneração do suporte de potência reativa por outros tipos de centrais geradoras. Para isso, as centrais geradoras devem, além de atender aos requisitos mínimos de conformidade reativa definidos no submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede e que não são alvo de remuneração, prover suporte adicional de reativo **quando não estiverem gerando potência ativa** e forem demandados pelo Operador, fazendo jus à uma remuneração pela prestação de serviço feita **de forma adicional**.

¹ Quando a injeção de Potência Reativa (Mvar) é maior que a absorção de Potência Reativa a tensão aumenta e quando a injeção de Potência Reativa é menor do que a absorção de energia reativa a tensão diminui. Devido a sua natureza regional, a absorção de energia reativa dentro de uma região do sistema elétrico deve atender a geração de energia reativa daquela região.

² Compensador síncrono é um dispositivo de compensação de potência reativa que consiste em uma máquina síncrona sem uma máquina primária ou carga atuando sobre o seu eixo (potência ativa nula). Sua função não é converter energia elétrica para energia mecânica ou vice-versa, mas ajustar condições do sistema elétrico de transmissão, através da injeção ou absorção de potência reativa do sistema. Seu campo é controlado por um regulador de tensão para gerar ou absorver potência reativa, que pode ajustar a tensão da rede, ou melhorar o fator de potência e contribuir para a estabilidade dinâmica do sistema podendo evitar colapso de tensão.

Para prestação do serviço, o ONS formaliza a necessidade junto às centrais geradoras, que devem firmar o contrato de prestação de serviço ancilar (CPSA) com o ONS. O CPSA é condição indispensável à prestação e possibilidade de remuneração pela prestação do serviço ancilares de suporte e reativo. Cabe ressaltar, que pela atual regulamentação, este serviço deve ser prestado de forma obrigatória e ser remunerado pela Tarifa de Serviços Ancilares – TSA³, para recuperar os custos adicionais de operação e manutenção, com o consumo de energia ativa nas unidades solicitadas tratado como perda sistêmica.

Desta forma, o suporte de potência reativa somente é caracterizado como provimento de SA remunerado pela TSA, quando esta operação se origina por solicitação formal do ONS (ao Agente com CPSA assinado), em tempo real, visando o controle de tensão do SIN, devendo este fato ser perfeitamente caracterizado e registrado pelos Centros de Operação do ONS (motivo, horários de solicitação e efetivação do início e término) de forma adicional ao requisito mínimo não remunerado.

A utilização do SA de suporte de reativo é uma ferramenta fundamental para o ONS, visto que nos Procedimentos de Rede o desligamento de linhas de transmissão (LTs) para evitar sobretensões na rede está previsto após serem esgotados todos os demais recursos para controle de tensão⁴.

Como a remuneração via TSA pode não incentivar a plena disponibilidade dos equipamentos na prestação de suporte de potência reativa de forma adicional aos requisitos mínimos, o objetivo do *sandbox* é avaliar para uma determinada região, identificada com base nas necessidades sistêmicas, neutralidade tecnológica, interesse de participação dos Agentes e competitividade, a aplicação de um mecanismo concorrencial que estimule a revelação dos custos reais relativos à prestação do serviço e que possa servir como referência para subsidiar evoluções regulatórias futuras.

Cabe desatacar que a criação de um mercado competitivo pode não ser a melhor opção para todos os tipos de SA e no caso de controle de tensão, para todos os tipos de regiões, principalmente para aqueles casos cuja natureza intrínseca limita o número de concorrentes, o que dependerá de uma análise para cada situação.

3.2. Aspectos Operacionais

Os relatos da operação do SIN são informações fundamentais para que o planejamento possa provisionar os recursos necessários. Diversos fatores têm resultado no esgotamento dos recursos disponíveis para o controle do perfil de tensão no sistema de transmissão ou na dificuldade de sua utilização integral por parte do ONS. Adicionalmente, o controle de tensão tem se mostrado mais complexo no sistema devido às exportações de reativos das redes de distribuição ou das redes de interesse restrito,

³ TSA: Definida pela ANEEL para 2023 em R\$ (R\$9,02/Mvar)

⁴ Os recursos para o controle de tensão são utilizados conforme sequência definida nas instruções de operação listadas a seguir: reatores de barra manobráveis; bancos de capacitores; excitação das unidades geradoras; absorção/fornecimento de potência reativa proveniente de fontes renováveis intermitentes; compensadores síncronos e estáticos; reatores de linha manobráveis; comutadores sob carga de transformadores e de reguladores série; manobras de linhas de transmissão.

em função de fatores de potência inadequados no sistema. Como consequência geral, o ONS vem utilizando, no limite, o desligamento de circuitos de transmissão para manter o perfil de tensão dentro das faixas estabelecidas no sistema de transmissão, o que não é desejável.

O ONS tem atuado constantemente para minimizar o número de aberturas de LTs, recurso utilizado como medida operativa para o controle de tensão do SIN. A manobra de abertura de LT para controle de tensão é recomendada somente em último caso, isto é, após esgotados todos os recursos disponíveis no sistema, pois uma das principais consequências de seu uso, de forma excessiva, é o desgaste prematuro dos equipamentos de manobras associados.

A despeito das várias iniciativas conduzidas pelo Operador com o intuito de reduzir o número de abertura de LTs para o controle de tensão, ainda assim verificou-se, no último ano, um aumento da utilização dessa medida operativa, quando comparado com o histórico.

Entre as principais causas para o aumento no número de abertura de linhas de LTs para controle de tensão pode-se destacar o tempo solicitado pelas transmissoras para implantação dos equipamentos de compensação indutiva autorizados e a influência direta da expressiva ampliação da micro e minigeração distribuída (MMGD), que tem impactado na redução tanto da carga quanto no número de unidades geradoras sincronizadas na Rede Básica em dimensões não capturadas nas projeções de carga de estudos anteriores.

Na Figura 6 a seguir são apresentados os resultados do levantamento estatístico, realizado no período entre setembro de 2018 e agosto de 2022, dos estados com maior número de ocorrências de aberturas de LTs para controle de tensão na Operação em Tempo Real. Ressalta-se que uma ocorrência representa uma manobra de desligamento da LT e posterior religamento após o problema resolvido.

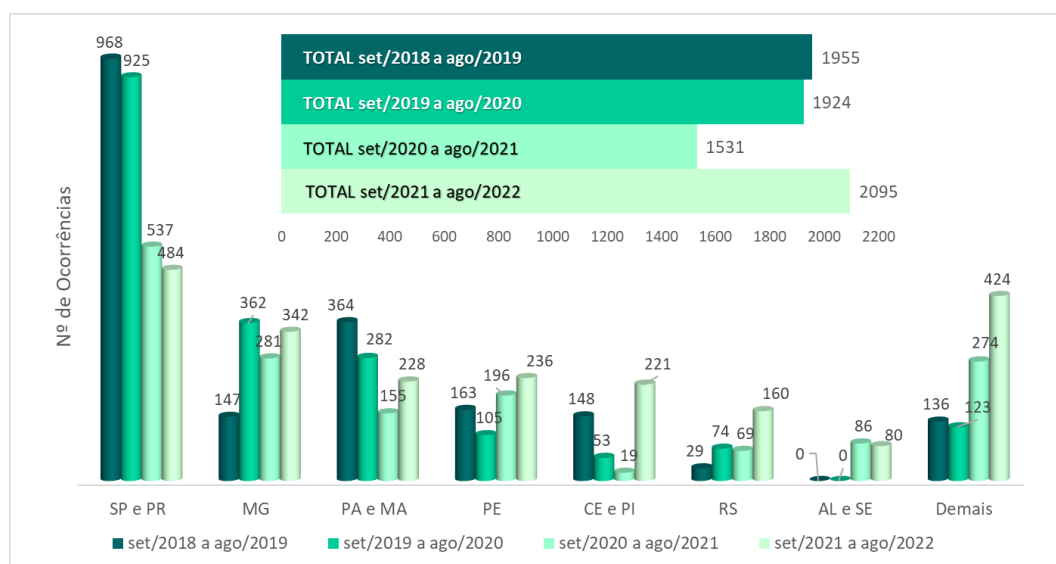


Figura 6: Histórico de Desligamentos de Linhas de Transmissão – Fonte: ONS

A Figura 7 a seguir apresenta um mapa de desligamento de LTs para Controle de Tensão no período de 01/01/20 a 09/08/2022, o que deixa claro que os estados de São Paulo e Minas Gerais são os mais impactados considerando a frequência de abertura das LTs.

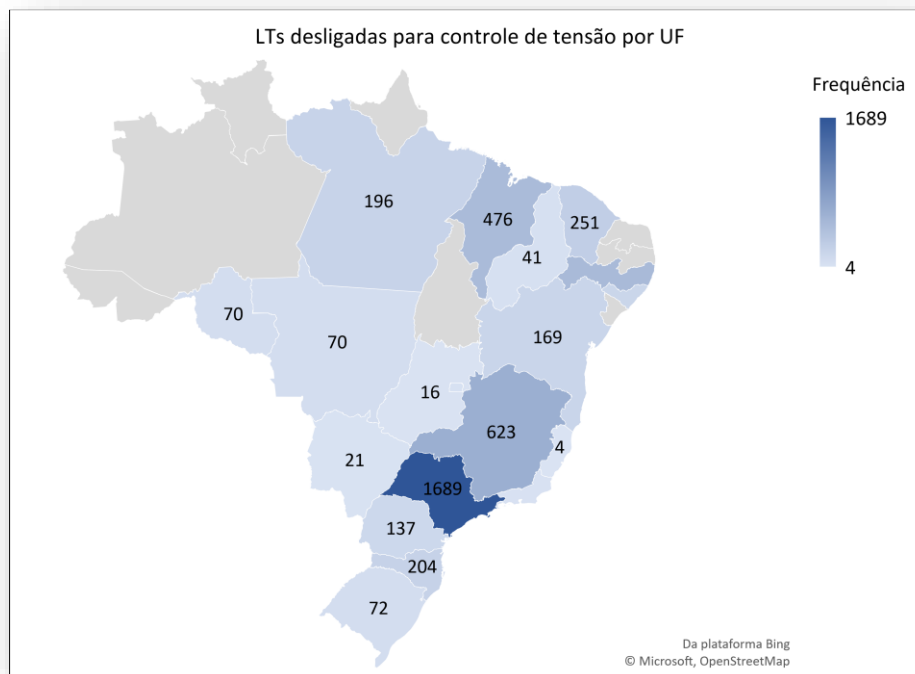


Figura 7: Desligamentos de LTs para controle de tensão (Jan/20 a ago/22) – Fonte: ONS

3.3. Estudos Realizados no âmbito do Planejamento da Operação

As análises em regime permanente e em estudos de transitórios eletromecânicos, em condições normais e sob contingência realizadas pelo ONS tem os seguintes objetivos:

- Fornecer recursos suficientes de controle de tensão em regimes permanente e dinâmico;
- Avaliar a compensação de potência reativa das novas LTs propostas;
- Controlar as sobretensões provenientes das manobras de energização ou de rejeição de carga que envolvam as novas LTs;
- Reduzir a necessidade de desligamentos de circuitos em situações de baixo carregamento nas LTs; e
- Indicar as centrais geradoras de energia elétrica integradas ao SIN, que devem prestar serviços ancilares de compensação de potência reativa.

O ONS avalia e, eventualmente recomenda no Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL), a necessidade de contratação de serviço ancilar de suporte de potência reativa pelas centrais geradoras de energia elétrica integradas ao SIN, respaldada por parecer específico que caracterize os benefícios ao SIN da operação dessas centrais.

Nos casos em que a abertura da LT é usada de forma sistemática para o controle adequado de tensão ou em que tais aberturas de LT possam vir a comprometer a confiabilidade do SIN, o ONS analisa a necessidade de compensação de potência reativa adicional.

Com o objetivo de garantir a segurança operativa no médio prazo, atenuando os problemas vivenciados pela Operação em tempo real, o ONS realizou, no âmbito do PAR/PEL 2022 – ciclo 2023-2027, um amplo estudo de controle de tensão do SIN, de modo a avaliar um cenário crítico de carga leve/mínima e propor a indicação de equipamentos que auxiliem no controle de tensão, especialmente nas regiões mais impactadas pela abertura de linhas de transmissão.

Nos estudos de controle de tensão, realizados no âmbito do planejamento da expansão e da operação do SIN, são identificadas as necessidades de suporte de potência reativa e indicadas as soluções que deverão ser licitadas, podendo ser:

- Bancos de capacitores ou reatores a serem instalados nos barramentos das subestações;
- Compensadores estáticos ou síncronos (caso sejam necessários atributos de desempenho dinâmico);
- Operação de unidades geradoras como compensadores síncronos (Ex.: UHE São Simão).

Cumprido ressaltar que o estudo de controle de tensão visa a definir qual a melhor estratégia operativa, utilizando os recursos disponíveis no sistema, para minimizar as perdas e manter os níveis de tensão na rede elétrica, dentro dos critérios preconizados nos Procedimentos de Rede.

Os estudos de controle de tensão realizados no âmbito do PAR/PEL 2022 tiveram por base as seguintes premissas:

- Carga mínima de domingo/feriado, do período de inverno, do horário entre 1 e 9 horas, do último ano do estudo (2027);
- Configuração de rede do último ano do estudo com a inclusão das obras consideradas no último Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE) com data de 2028;
- Presença de todos os reatores indicados em ciclos anteriores do PAR/PEL, já outorgados ou não;
- Utilização de até 70% da faixa de absorção de potência reativa de todos os compensadores síncronos e estáticos disponíveis no SIN;
- Geração nula de potência ativa em todas as UFV do SIN;
- Controle do fator de potência das principais fronteiras do SIN dentro dos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede;
- Controle do fator de potência no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) das usinas eólicas com a Rede Básica.

A Figura 8 apresenta a configuração elétrica da Rede de transmissão utilizada nos estudos de controle de tensão.

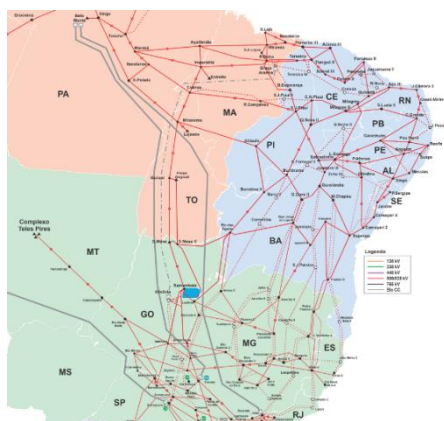


Figura 8 - Configuração de Transmissão considerada no estudo de controle de tensão – Fonte: ONS

Com as premissas estabelecidas, foram montados cenários de estudo para a realização de análises visando a verificação do desempenho do SIN.

Com base em todas as análises realizadas foram identificadas áreas do sistema que necessitam de compensação reativa adicional aos equipamentos existentes e previstos no cronograma de obras do PAR/PEL 2022. A Figura 9 seguir, apresenta as localizações geográficas aproximadas e os totais em Mvar dos novos equipamentos para controle de tensão indicados no PAR/PEL 2022.

Como resultado do estudo de controle realizado foi verificado a necessidade de um montante total da ordem de 5.500 Mvar adicionais distribuídos por todo o SIN, necessários para minimizar a abertura de linhas de transmissão e fornecer uma maior flexibilidade para a operação.

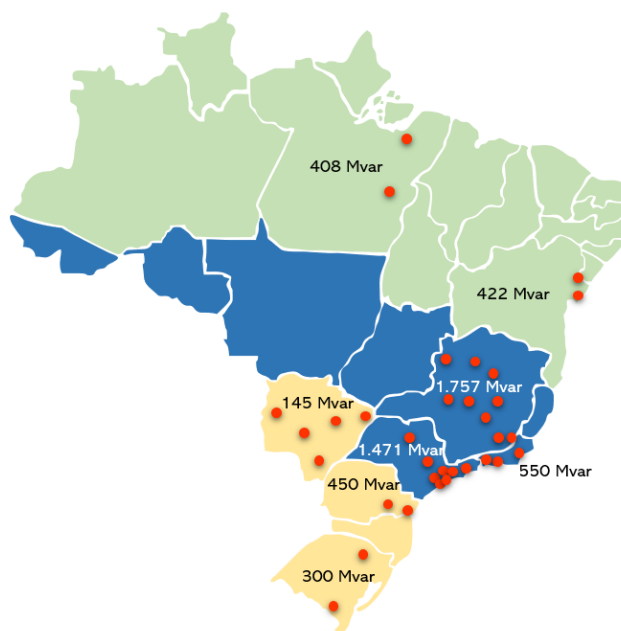


Figura 9: Localização Geográfica e totais de Mvar dos novos equipamentos para Controle de Tensão indicados nesse ciclo do PAR/PEL 2022 – Fonte: ONS

4. Proposta de Mecanismo Competitivo para Suporte de Potência Reativa

O objetivo do mecanismo competitivo para suporte de potência reativa no âmbito do *sandbox* é avaliar soluções alternativas de mercado, abrangendo diferentes tipos de tecnologias e novas formas de contratação, que viabilizem a aquisição de recursos com melhor custo-benefício, técnico e econômico, para atendimento às necessidades sistêmicas de controle de tensão.

Assim, o escopo da proposta está limitado à aplicação de suporte de potência reativa para se evitar sobretensões no SIN. Importante destacar o caráter imperativo das ações operativas de controle de sobretensão para atendimento das faixas de suportabilidade dos equipamentos do SIN.

Como princípio, o ONS entende que é importante ter uma visão de produto, ou seja, cada tipo de SA deve atender a uma **necessidade específica e possuir critérios/requisitos muito bem definidos**, conforme prática utilizada em outros países.

A Figura 10 a seguir apresenta uma visão geral das principais etapas previstas na implantação do *sandbox* regulatório para suporte de potência reativa.



Figura 10: Etapas previstas para implantação do Sandbox de Suporte de Potência Reativa – Fonte: ONS

A etapa de estudos do ONS prevê a realização de diagnóstico preliminar para identificação das necessidades do SIN relativas ao suporte de potência reativa para controle de tensão, a escolha da área e sub-regiões a serem consideradas no *sandbox* para a realização do mecanismo concorrencial, a avaliação dos recursos disponíveis no horizonte de estudo, a definição da quantidade potencial a ser contratada bem como os demais parâmetros relativos ao desenho do mecanismo, critérios de participação, desenho do produto e do processo, definição das regras de garantia de participação, seleção dos vencedores, modelo de contratação e remuneração, metodologia de verificação e penalidades por indisponibilidade e não entrega dos produtos.

Com base na contextualização do problema identificado pelo ONS, a ANEEL irá realizar uma Consulta Pública com o objetivo de definir as diretrizes gerais para a realização do *sandbox* regulatório, bem como avaliar o interesse e a competitividade dos Agentes. Como resultado desta Consulta espera-se refinar a etapa anterior e que a implantação do *sandbox* regulatório seja autorizada pela ANEEL.

Após a publicação de Resolução Autorizativa da ANEEL, será elaborada pelo ONS sistemática com a descrição das principais diretrizes necessárias para a realização do mecanismo concorrencial. Anexo à sistemática serão disponibilizados proposta de cronograma e modelo de contrato para avaliação pública. Também será necessário a elaboração de procedimento operativo pelo ONS específico para o *sandbox*, bem como as Regras e Procedimentos de Comercialização pela Câmara de Comercialização de

Energia Elétrica (CCEE) para realizar a contabilização e liquidação da entrega do serviço prestado.

Para a realização do mecanismo concorrencial o ONS prevê duas etapas: uma etapa de cadastro e habilitação técnica na qual o Operador avalia o atendimento aos requisitos mínimos e estima o fator de efetividade de cada solução na redução das sobretensões e outra etapa de avaliação comercial em que poderão ser solicitadas aporte de garantias de participação dos Agentes interessados com o objetivo de vincular os participantes às ofertas (a definir). Durante estas etapas também está prevista a realização de *workshops* para disseminação de informações relevantes quanto ao processo e preparação dos Agentes para a participação no referido mecanismo.

Com base nas informações recebidas no momento de realização das ofertas, o ONS avaliará os vencedores considerando critérios técnicos e econômicos em função de sua localização e outros valores de referência para estimar o custo total efetivo por Mvar. Após a definição dos vencedores está previsto um prazo para assinatura de contratos.

No início de vigência do contrato para a prestação do suporte de potência reativa no âmbito do *sandbox* é esperado que recursos novos e existentes respeitem os requisitos mínimos previstos nos Procedimentos de Rede e na sistemática do Mecanismo Competitivo, e estejam disponíveis ao SIN.

Considerando as informações de disponibilidade e entrega do produto, a CCEE procederá a contabilização e liquidação da remuneração pertinente ao Agente, bem como apurar eventuais penalidades, multas e cancelamento de contrato, conforme o caso, a fim de garantir a segurança e a operabilidade da rede.

No final da vigência do *sandbox*, o ONS avaliará junto à ANEEL as lições aprendidas e oportunidades de aprimoramento que poderão subsidiar as evoluções regulatórias relativas às formas de aquisição e remuneração da prestação dos serviços ancilares.

4.1. Região Selecionada para o *Sandbox*

Atualmente, a área Minas Gerais vem apresentando diversos barramentos com elevado perfil de tensão e grande dificuldade no controle das máximas tensões admissíveis, segundo critérios estabelecidos em Procedimento de Rede. A Figura 11 a seguir apresenta um levantamento das maiores médias de tensão considerando todos os barramentos de 500 kV do SIN, no período de maio a julho de 2023. É possível notar a forte presença dos barramentos da área Minas Gerais, destacados na cor laranja, que correspondem a 11% das ocorrências.

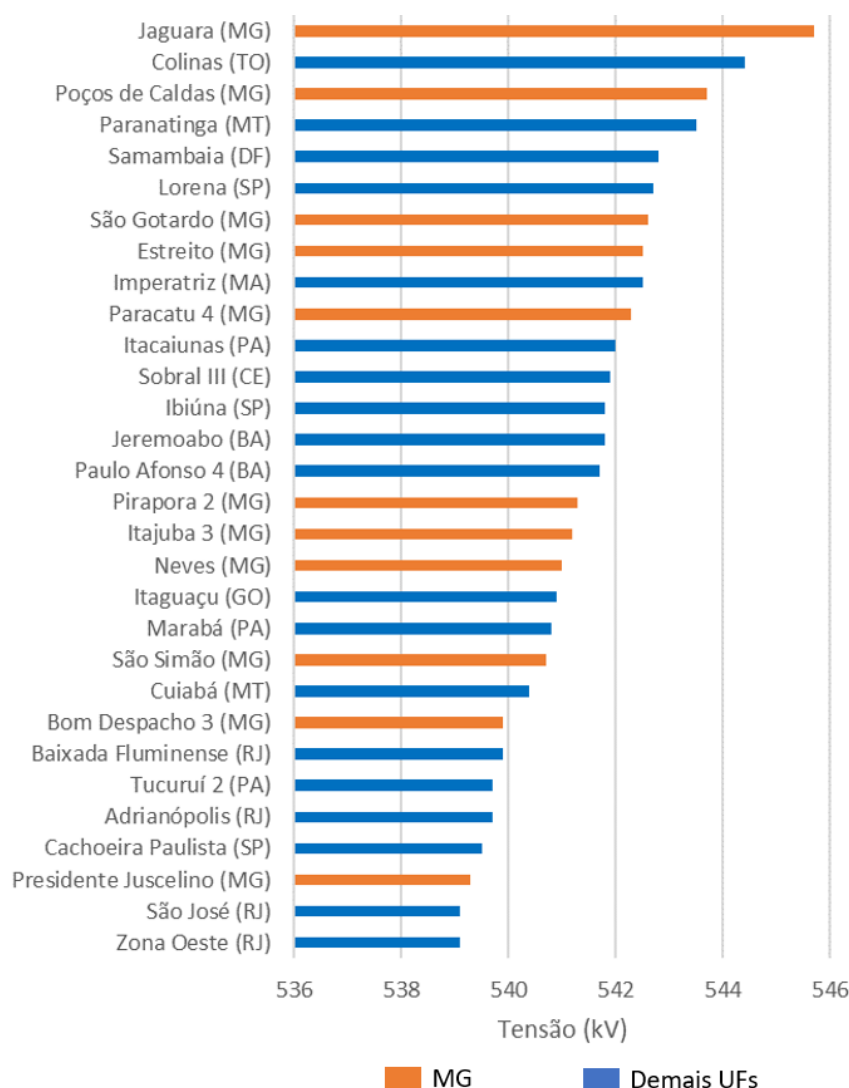


Figura 11: Maiores valores médios de tensão no 500 kV do SIN – Fonte: ONS

Em função desse elevado perfil de tensão, a operação em tempo real tem utilizado, como último recurso operativo, a desenergização de linhas de transmissão para contribuir no adequado controle da tensão.

Para o horizonte de vigência do *sandbox* regulatório, é necessário considerar os reforços que estão previstos para contribuir no controle de tensão da área Minas, quais sejam:

- Compensador Síncrono 3 x (-300/+300) Mvar na SE Estreito 500 kV;
- Compensador Estático (-150/+300) Mvar na SE Padre Paraíso 2 500 kV;
- Reator de Barra 180 Mvar na SE Itajubá 3 500 kV;
- Reator de Barra 180 Mvar na SE Bom Despacho 3 500 kV;
- Reator de Barra 180 Mvar na SE Neves 1 500 kV.

Considerando a entrada em operação desses equipamentos, será possível atingir uma redução média da ordem de 13 kV nos barramentos de 500 kV da área Minas Gerais.

Por outro lado, nesse mesmo horizonte, estão previstas algumas ampliações na Rede Básica, com destaque para o eixo em 500 kV interligando as subestações de Mutum,

Campos, Lagos e Terminal Rio, que irão aumentar o perfil de tensão da área Minas Gerais em aproximadamente 6 kV.

Adicionalmente, tendo em vista que o objetivo é eliminar a medida de abertura de linhas para controle de tensão, considerou-se também o impacto dessa medida nas tensões da área Minas Gerais. Desse modo, considerando que as linhas de transmissão que hoje são manobradas para controle de tensão não sejam mais utilizadas para esse fim, o perfil de tensão da área Minas poderia aumentar em média 20 kV nos barramentos de 500 kV, frente a redução média de 13 kV dos reforços previstos para controle de tensão.

Nesse sentido, é possível notar que mesmo com os reforços previstos para controle de tensão na área Minas Gerais, durante o horizonte de vigência do *sandbox*, ainda assim haverá esgotamento dos recursos e necessidade de abertura de linhas de transmissão para o controle de tensão da área.

Cumprе destacar também que a área Minas Gerais apresenta forte penetração de fontes de geração solar fotovoltaica, notadamente na região Norte do Estado, com grande influência no desempenho dos troncos de 500 e 345 kV de atendimento à região. Diante dessas considerações, a área Minas Gerais se mostra como uma forte candidata a ser utilizada no Projeto Piloto do *Sandbox* Regulatório.

4.2. Montante de Potência Reativa requerida

O Estudo de controle de tensão do PAR/PEL 2022 recomendou para área Minas Gerais um montante de compensação reativa de 1.757 Mvar (absorção), que após compatibilização realizada com a EPE foi elevado para **1.846** Mvar, a serem alocados da seguinte maneira, conforme ilustra a Figura 12:

- SE Santos Dumont 2 500 kV (subestação futura);
- SE Pirapora 2 500 kV;
- SE Leopoldina 2 500 kV(subestação futura);
- SE Itabira 5 500 kV;
- SE Itabirito 2 500 kV;
- SE São Gotardo 2 500 kV;
- SE Bom Despacho 3 500 kV;
- CS SE Presidente Juscelino 500 kV;
- CS Paracatu 4 500 kV.



Figura 12: Diagrama geoeletrico das indicações de Reforços para Controle de Tensão
- área Minas Gerais – Fonte: ONS

Desse montante, sugere-se que sejam retirados do Projeto Piloto do *Sandbox* Regulatório as subestações Santos Dumont e Leopoldina 500 kV, por se tratar de instalações futuras, ainda sem outorgas definidas, e os compensadores síncronos sugeridos para as subestações Paracatu e Presidente Juscelino 500 kV, por necessidade de recursos adicionais de desempenho dinâmico além do controle de tensão.

Além desses pontos, está sendo indicada a subestação de Poços de Caldas 500 kV, com a necessidade de absorção de potência reativa. Atualmente essa subestação apresenta elevado perfil de tensão, sendo um dos pontos críticos na área Minas, com diversas ocorrências de aberturas de linhas para controle de tensão. Apesar dos reforços previstos para a região, como o CS de Estreito e o reator de Itajubá 3, essa subestação Poços de Caldas continuará com perfil de tensão elevado durante o período de vigência do *sandbox* e por isso também se apresenta como candidata a participar do processo concorrencial.

Portanto, para o Projeto Piloto seriam reservados cerca de **846 Mvar** na área Minas Gerais, tendo como **alocação ótima** as seguintes subestações, destacadas (círculos vermelhos) na Figura 13 a seguir:

- Pirapora 2 500 kV;
- Itabira 5 500 kV;
- Itabirito 2 500 kV;
- São Gotardo 2 500 kV;
- Bom Despacho 3 500 kV;
- Poços de Caldas 500 kV.

Na Figura 13 também estão destacados os potenciais em MW das UFVs e CGEs (13,2 GW) disponíveis na região até 2026.

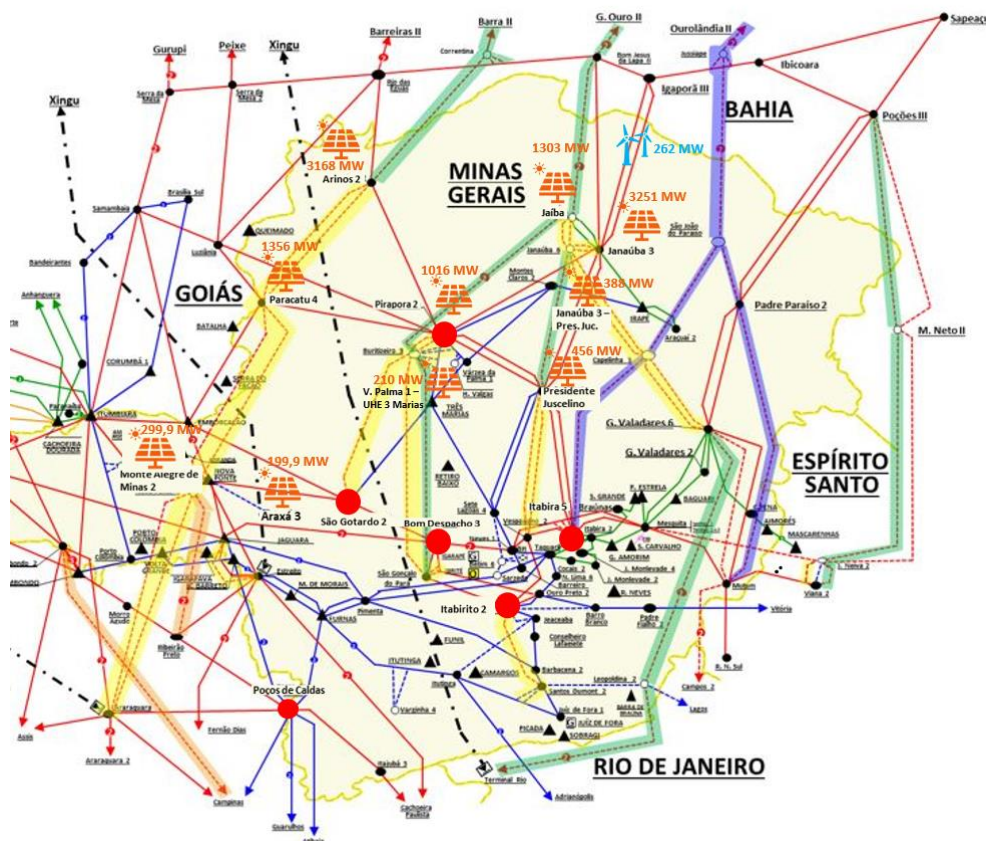


Figura 13: Pontos ótimos para alocação da compensação reativa indutiva para o *Sandbox* Regulatório – Fonte: ONS

As outras subestações de MG com elevado nível médio de tensão, apresentadas na Figura 11, não estão sendo consideradas na alocação ótima pois já há outras medidas em andamento. Ressalta-se, entretanto, que outras subestações podem ser consideradas conforme sua efetividade na alocação da solução.

4.3. Identificação da duração da Necessidade de Potência Reativa

Durante os períodos de carga leve e mínima, tem-se verificado dificuldades para o controle de tensão na área indicada. Tal fenômeno é provocado, principalmente, pelo excesso de potência reativa capacitiva que as linhas de transmissão pouco compensadas e com baixo carregamento injetam no SIN resultando no esgotamento dos recursos para controle de tensão disponíveis para operação. O último recurso adotado nestas condições para preservar os níveis de tensão dentro das faixas estabelecidas é desligamento de circuitos de transmissão, que não comprometam a segurança do SIN, para redução do excedente de potência reativa.

A Figura 14 ilustra a necessidade de desligamento de circuitos de transmissão para controle de tensão quantificada com base no histórico de desligamentos de LTs para a região de Minas Gerais no período de 2020 a 2023. Conforme pode ser visto na Figura, a necessidade é mais evidente em um período de aproximadamente 12 horas por dia (das 20:00 às 08:00), 7 dias por semana, durante todo o ano, entretanto visto que em

um futuro próximo estima-se que o patamar de carga média se assemelhe ao de carga mínima, tendo em conta a entrada das UFV de médio e grande porte e a MMGD, recomenda-se a aquisição deste serviço para as 24 horas do dia, todos os dias da semana durante a execução do *sandbox*, divididos em diferentes produtos para diferentes dias a serem definidos na sistemática do Mecanismo Competitivo, podendo inclusive prever diferentes inícios de vigências e durações, conforme necessidade sistêmica.

A utilização máxima, em número de horas por ano e por dia da semana, estará definida na sistemática do Mecanismo Competitivo.

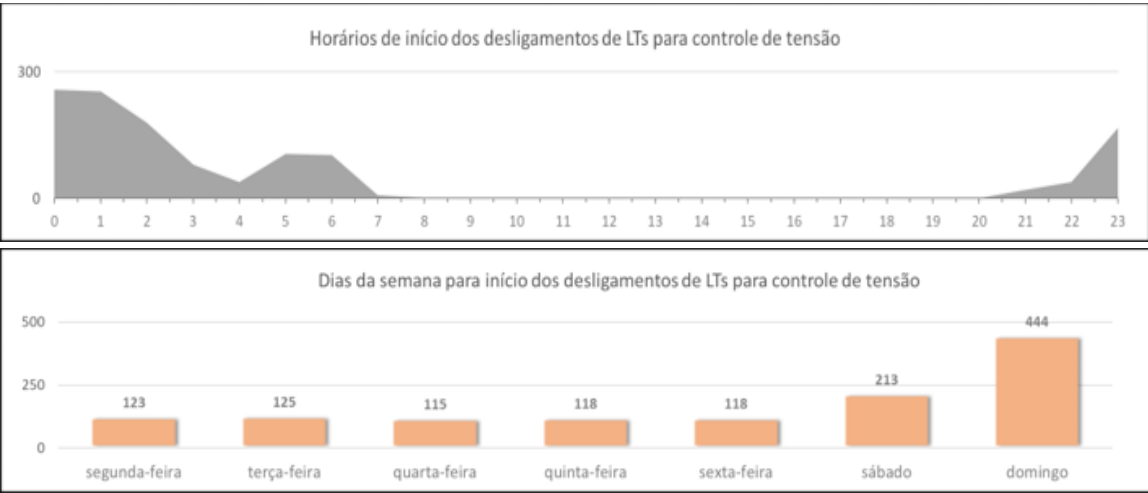


Figura 14: Histórico de abertura de linhas em Minas Gerais (2020-2023) – Fonte: ONS

4.4. Participantes

Podem participar do mecanismo todas as tecnologias e suas combinações de empreendimentos existentes e novos (com acesso comprovado à RB antes da realização do leilão), que consigam oferecer o serviço de suporte de potência reativa (**absorção**) para controle de tensão de forma adicional aos requisitos mínimos estabelecidos no submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede e aqueles definidos na sistemática do Mecanismo Competitivo. Ex.: usinas eólicas, solares (Tipo I e II)⁵, baterias, reatores, demanda, entre outras.

As tecnologias devem atender às especificidades e requisitos definidos nos Procedimentos de Rede e/ou em sistemática do Mecanismo Competitivo e devem estar conectadas e prontas para fornecer o serviço de suporte de potência reativa antes da realização do mecanismo competitivo e comprovar a sua disponibilidade por meios de testes comprobatórios a serem realizados pelo ONS antes do início de vigência do contrato, em prazo a ser estabelecido na sistemática, contrato e/ou procedimento específico (ex. 30 dias de antecedência).

⁵ Ex.: Potencial máximo de Potência reativa, aproximado, na área MG (com potência ativa nula) referente às Centrais eólicas e fotovoltaicas em operação: -829 Mvar; 2023: -1165 Mvar (adicional); 2024: -1260 Mvar (adicional); 2025: -1391 Mvar (adicional); e 2026: -252 Mvar (adicional) – fonte: PAR/PEL 2022.

Os Agentes de Operação que tenham interesse em participar da licitação deste SA, deverão estar adimplentes com todas as suas obrigações setoriais junto ao ONS, CCEE e ANEEL. O cumprimento de todas as obrigações será necessário também para a liberação de pagamento das receitas previstas para a prestação do SA contratado após a sua disponibilização para operação.

4.5. Requisitos Técnicos

Deve ser prevista uma etapa de homologação dos requisitos técnicos, onde o empreendedor deve comprovar para o ONS a capacidade e viabilidade técnica do seu equipamento em prestar os serviços necessários para o sistema, atendendo aos requisitos técnicos associados ao tipo de serviço prestado.

Poderá haver limitação de tamanho máximo a depender de haver alguma restrição dos limites de variação da tensão e do ponto de conexão da solução, e que será objeto de análise.

Os requisitos técnicos podem abranger as seguintes informações dentre outros:

- Tamanho mínimo da unidade despachável (ex. 15Mvar) e das subunidades em caso de agregadores localizados dentro da região de interesse definida pelo Operador (ex. 5Mvar);
- Tamanho máximo (Mvar em função do nível de tensão da conexão);
- Localização da solução do provedor dentro da região de interesse do Operador;
- Capacidade de atender às instruções de despacho no tempo requerido e a disponibilidade a ser contratada (ex. 12h/7dias);
- Medição: todos os provedores devem fornecer, no ponto de conexão, medição operacional em tempo real para fins de visibilidade e de faturamento para apuração dos serviços;
- Atendimento às medidas de proteção: As soluções devem ser capazes de permanecer conectadas e estáveis para falhas conforme critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede;
- Tempo de entrada em operação/tempo de saída.

4.6. Medidas de efetividade

Considerando a experiência internacional, para permitir uma comparação justa pelo Operador entre todas as opções potenciais disponíveis, são usadas medidas de efetividade que estão diretamente relacionadas ao ponto de conexão de cada opção e à quantidade de potência reativa necessária para atender ao requisito.

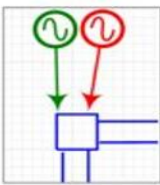
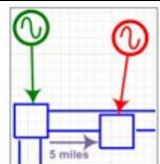
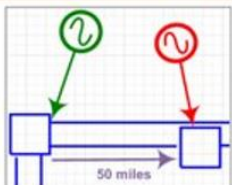
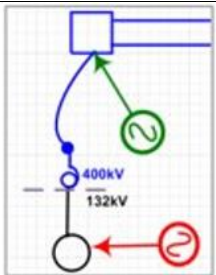
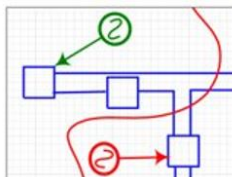
Essa medida influencia o volume total que se espera investir ou contratar. Por exemplo, se uma unidade A foi avaliada como 50% eficaz e a unidade B foi avaliada como 100% eficaz para resolver o mesmo problema, o sistema precisaria usar duas vezes mais potência reativa da unidade A do que B. Por sua vez a unidade A precisaria ser significativamente mais barata para ter os mesmos benefícios.

Muitos fatores afetam a eficácia de uma opção na prestação do suporte de potência reativa, como por exemplo **onde** e **como** esta opção se conectará à rede. As medidas de efetividade são relativas e consideram um determinado ponto de referência na rede. O Operador normalmente escolhe um ou mais pontos de referência em virtude da localização mais eficaz para implementar a solução para atendimento aos requisitos da região de interesse.

$$Mvar\ efetivo = Mvar\ no\ ponto\ de\ conexão \times fator\ de\ efetividade$$

A Tabela 1 ilustra como a topologia da rede, nível de tensão, localização do provedor e sua distância ao ponto que se deseja controlar o problema, tipo de conexão (barramento simples ou seccionado) entre outros fatores que podem influenciar a eficácia da solução.

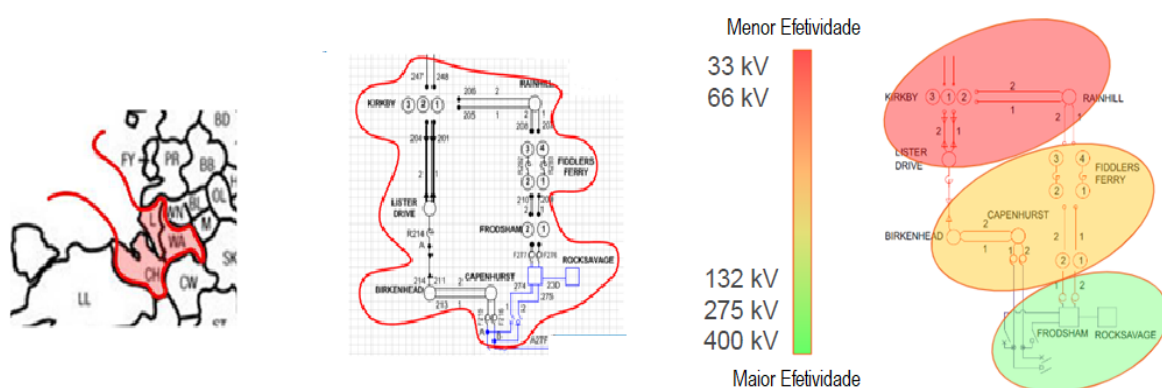
Tabela 1 – Exemplos de Medidas de Efetividade – Fonte: *National Grid ESO*

Exemplos de Fator de Efetividade	
	Provedores A e B estão conectados na mesma subestação. Possuem diferentes faixas de potência reativa e provavelmente teriam o mesmo fator de efetividade. <i>Nota: Se a subestação opera seccionada, os provedores provavelmente teriam fatores de efetividade diferentes.</i>
	Provedores A e B estão conectados em subestações diferentes, mas que estão próximas geograficamente. Neste caso, os provedores teriam, provavelmente, fator de efetividade similares. <i>Nota: A distância no diagrama é apenas indicativa.</i>
	Provedores A e B estão conectados em subestações diferentes e geograficamente distantes. Neste caso, teriam fatores de efetividade diferentes. <i>Nota: A distância no diagrama é apenas indicativa.</i>
	Provedores A e B estão conectados em diferentes níveis de tensão. Provedor B está conectado em uma rede de distribuição em 132 kV. Espera-se que as subestações localizadas próximas à fonte do problema tenham fatores de efetividade mais altos. Se, por exemplo, o problema de tensão estiver na rede de transmissão, então o Provedor B conectado em 132kV provavelmente será menos eficaz do que o Provedor A. Provedores conectados em tensões mais baixas que 132kV, neste exemplo, devem ser ainda menos eficazes. Alternativamente, se, por exemplo, a origem do problema estiver na rede de distribuição, o Provedor B provavelmente será tão eficaz (ou mais eficaz em alguns casos) quanto o Provedor A.
	O requisito de potência reativa é identificado especificamente para uma região definida, com base na eficácia da solução. O provedor A está dentro da região definida e o provedor B está fora da região definida. Os provedores fora da região são avaliados apenas como não eficazes na resolução do problema.

A Figura 15, a seguir, ilustra um mapa da medida de efetividade em função da localização da solução ser próxima ou não da região com maior necessidade de suporte de potência reativa, considerado em um mecanismo competitivo operacionalizado pelo Operador *National Grid*. A Figura 15 apresenta também a efetividade típica para cada nível de tensão.

Vale a pena destacar que todos os provedores devem estar localizados dentro da região de interesse delimitada pelo Operador.

Para as soluções que atenderem aos requisitos técnicos mínimos, o ONS deverá calcular o fator de efetividade a fim de verificar a capacidade efetiva de disponibilização do Mvar para atendimento às necessidades sistêmicas.



(a) **Figura 15: Exemplo de mapa de efetividade para seleção de alternativa–**
Fonte: *National Grid*

4.7. Modelo de Contratação, precificação e remuneração

A venda de serviços de suporte de potência reativa será realizada por meio da realização de mecanismo competitivo a ser operacionalizado pelo ONS.

Poderão ser previstos limitadores de preço com base em valores de referência como por exemplo orçamento, custo histórico, tarifa de remuneração de Serviço Ancilar, entre outros.

O ONS poderá definir a modalidade de contratação por disponibilidade (Mvar) e/ou quantidade: Mvar injetado (Mvarh), considerando inclusive valores diferenciados a depender do período do ano.

As negociações fechadas nesse mecanismo originam contratos de venda de suporte de potência reativa que deverão ser assinados pelos Agentes vencedores tendo como contraparte o ONS.

Na modalidade por disponibilidade, o pagamento é realizado considerando um valor fixo mensal durante todo o período de vigência, conforme a performance do provedor do SA contra a disponibilidade contratada no ponto de entrega. No pagamento por quantidade,

caso seja considerada esta opção, poderá ser utilizada por exemplo a TSA ou outro valor equivalente a ser definido.

4.8. Produtos

O produto que será contratado neste processo é a potência reativa **absorvida** (Mvar) com a finalidade de controle de tensão em regime permanente por Agente de Geração, Transmissão ou do segmento de consumo, adicional ao do requisito mínimo previsto pelos Procedimentos de Rede, a ser disponibilizado para operação onde será acionado em função da necessidade identificada em tempo real.

A fim de incentivar a participação de diferentes tecnologias poderão ser considerados um ou mais produtos com horários complementares, por exemplo, (a ser definido na sistemática do Modelo Competitivo), podendo contemplar produtos com diferentes inícios de vigências e durações.

Deverá ser definido na sistemática do Mecanismo Competitivo um número máximo de horas acionadas por período por provedor.

4.9. Duração e Vigência

A ser definido conforme necessidades sistêmicas, bem como o início, antecedência e duração do *sandbox*.

4.10. Realização das Ofertas

Os Agentes participantes deverão declarar, o montante de disponibilidade de energia reativa e respectivo preço (R\$/Mvar) e informar o ponto de conexão na Rede Básica.

O preço ofertado deverá contemplar, caso aplicável, o consumo de energia ativa utilizada na prestação do serviço e as perdas até a sua conexão à Rede Básica.

4.11. Critério de Seleção

Serão considerados critérios técnicos com base na **medida de efetividade** da solução apresentada e critérios econômicos com base em valores de referência para prestação deste serviço de suporte de potência reativa ou de equipamentos proprietários da rede de transmissão.

Deverá ser incluído na sistemática do Mecanismo Concorrencial, um mapa de efetividade para as regiões indicadas. A efetividade de uma opção está diretamente ligada ao seu ponto de conexão e determina a quantidade de potência reativa necessária para atender ao requisito solicitado.

Como princípio geral, se houver várias opções que atendam ao requisito e satisfaça qualquer um dos dois fatores principais, uma **Análise de Custo e Benefício** pode auxiliar na escolha de opções mais econômica e eficientes, considerando, por exemplo,

os seguintes elementos adicionais dentre outros: requisitos do sistema para controlar altas tensões; localização da solução e ponto de conexão; efetividade; capacidade Mvar; flexibilidade para oferecer apenas parte da capacidade Mvar; data de início de disponibilidade do serviço; custos, incluindo cobertura de indisponibilidades do provedor ou interrupções de rede; custo de perdas elétricas, utilização de potência ativa ou não para provimento do serviço, etc.

As propostas podem ser comparadas ao custo histórico de gerenciamento da tensão e se o custo total dos contratos necessários para obter a absorção do volume desejado for excessivamente alto em relação a esses custos, o Operador pode rejeitar propostas com custos efetivos que mostrem um desvio significativo do preço médio aceito da proposta, pois é esperado que os provedores reflitam os preços de mercado.

Se a solução de menor custo for uma combinação de opções, pode ser necessário uma validação adicional do Operador a fim de verificar se nenhum limite do sistema será excedido inadvertidamente como resultado da operação conjunta das opções, podendo ser descartada alguma opção que cause problemas no sistema.

4.12. Despacho e Acionamento

Os tempos limites para atingir o nível do Mvar contratado será definido na sistemática do Mecanismo Concorrencial.

Os provedores devem informar ao Operador as interrupções planejadas e os períodos de indisponibilidade.

4.13. Verificação e Penalidade

Para garantir a eficiência da prestação, as não-conformidades referentes a prestação dos serviços ancilares nos termos estabelecidos pelos documentos normativos e/ou editais e contratos, deverão ser apontadas pelo ONS para subsidiar ações de fiscalização pela ANEEL, bem como ensejar ressarcimentos e penalidades por descumprimento das obrigações.

5. Considerações Finais e Próximos Passos

O objetivo deste trabalho foi apresentar uma visão inicial para a contratação de suporte de potência reativa via mecanismo competitivo a ser operacionalizado pelo ONS, visando contribuir para a abertura de Consulta Pública ANEEL que definirá as diretrizes gerais para estruturação de um *sandbox* regulatório específico sobre o tema.

Para avançar no aprofundamento do tratamento regulatório com vistas a incentivar a prestação dos SAs é necessário **quantificar as necessidades sistêmicas e atributos necessários** assim como viabilizar a remuneração adequada dos SA.

Nesse sentido, além dos aspectos conceituais e regulatórios, foi apresentado como ponto de partida para o *sandbox*, um diagnóstico com a proposição de uma área piloto e a quantidade potencial a ser contratada via mecanismo competitivo.

Idealmente o desenho do Mecanismo Competitivo deve considerar a definição dos produtos, a antecedência de realização do mecanismo, o início de vigência e a duração dos contratos de forma a permitir a viabilização de soluções de curto e longo prazos, bem como a neutralidade tecnológica. Caso seja indicada pela ANEEL a realização do *sandbox* em prazo reduzido e a experiência seja positiva, o ONS entende que deve ser prevista a realização de outros Mecanismos Competitivos conforme necessidade sistêmicas com prazos mais longos de forma a ampliar a participação de recursos de diferentes tecnologias.

Adicionalmente, com base na experiência internacional do Operador do Reino Unido na realização de leilões para aquisição de suporte de potência reativa, o ONS apresentou uma visão geral do processo e mapeamento dos principais parâmetros que deverão ainda ser definidos para a viabilização do *sandbox*.

Esta ação visa avaliar o interesse de participação dos Agentes neste mecanismo competitivo e incentivar o desenvolvimento de novas tecnologias, modelos de negócio e avanços regulatórios que garantam a segurança de suprimento, a modernização e a evolução sustentável do SEB com qualidade, eficiência e minimização de custos.

Com base nas contribuições recebidas dos Agentes e aprofundamento dos estudos, o ONS espera contribuir para a definição de mecanismos concorrenciais de SA mais estruturais e perenes, com qualidade e confiabilidade nos serviços prestados.

6. Referências

- Relatório do Workshop de Serviços Ancilares ANEEL sediado no ONS e realizado em 31/07 e 01/08/2019 - [Relatório do Workshop Serviços Ancilares](#)
- Procedimentos de Rede. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>
- Consulta Pública MME nº 33/2017
[CP MME nº 33/2017](#)
- Relatórios do GT Modernização
<http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/gt-modernizacao/relatorio-final>
- Consulta Pública MME nº 145/2022
[CP ANEEL nº 145/2022](#)
- Resolução Normativa ANEEL nº 697/2015, de 16 de dezembro de 2015
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>
- Tomada de Subsídio ANEEL nº 006/2019
[TS ANEEL nº 006/2019-20](#)
- Resolução Normativa ANEEL nº 1030/2022
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren10302022.pdf>
- Resolução Normativa ANEEL nº 1040/2022
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren10402022.pdf>
- Consulta Pública ANEEL nº 83/2021
[CP ANEEL nº 83/2021](#)
- Resolução Normativa ANEEL nº 1062/2023
[REN ANEEL nº 1062/2023](#)
- Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL) 2022
https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_Revista%20PARPEL%202022_VF.pdf
- Nota Técnica EPE Serviços Ancilares sob a ótica do Planejamento da Expansão - No EPE-DEE-NT-090/2021-r0 [NT EPE Serviços Ancilares no Planejamento](#)
- Informações dos leilões de Suporte de Potência Reativa para Controle de Tensão no Reino Unido. <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/pathfinders/noa-voltage-pathfinder#Pennines-Conclusion>

7. ANEXO – Resumo

Características	Descrição preliminar (a definir)
Participantes	Usinas (tipo I e II), reatores, baterias, demanda etc. com capacidade de atendimento
Tipo de Empreendimento	Existentes e Novos
Habilitação	Técnica e Comercial
Região	Minas Gerais
Subestações	500 kV - Pirapora 2, Itabira 5, Itabirito 2, São Gotardo 2, Bom Despacho 3 e Poços de Caldas
Quantidade demandada	A ser definida
Requisitos Técnicos	Tamanho mínimo e máximo, Localização da solução, Capacidade de atender às instruções de despacho, Medição, Medidas de proteção, Tempo de entrada em operação/tempo de saída, entre outras.
Requisitos comerciais	Adimplência ONS, CCEE, ANEEL
Tipo de Mecanismo Competitivo	A definir
Precificação	Ex. Preço ofertado pela disponibilidade com limite de preço
Remuneração	Disponibilidade (Mvar) e/ou utilização (Mvarh)
Tipo de Recurso	Absorção de potência reativa para controle de tensão, adicional aos requisitos mínimos
Contrato	Sim
Duração Contrato	A ser definido
Vigência	A ser definido
Produtos	A ser definido
Nº máx acionamento	A ser definido
Oferta Mínima/máxima	Conforme nível de tensão
Critério de Seleção	Efetividade + Análise Custo-Benefício
Antecedência	A ser definido
Acionamento	A ser definido
Penalidades	Por indisponibilidade e/ou não entrega