



GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

INSERÇÃO DE NOVAS TECNOLOGIAS EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO: UMA VISÃO NA ÓTICA REGULATÓRIA

**MATHEUS SABINO VIANA(1);DOREL SOARES RAMOS(1);MARTHA ROSA MARTINS
CARVALHO(2);RENATO GUIMARÃES RIBEIRO(3);LUÍS FERNANDO DE ANDRADE MELLO
NOGUEIRA(1);FELIPE MELO RODRIGUES
MRTS CONSULTORIA(1);PSR SOLUCOES E CONSULTORIA EM ENERGIA LTDA.
(2);ISA CTEEP(3)**

RESUMO

Tendências globais como inserção massiva de fontes de energia renováveis variáveis e papel ativo do consumidor impactam o planejamento e a operação da transmissão, demandando maior reserva e flexibilidade operativas. Na experiência internacional, pode-se destacar como recursos de flexibilidade sistemas de baterias, resposta da demanda, agregadores, usinas virtuais, microrredes, integração entre operadores de transmissão e distribuição, FACTSs, planejamento competitivo e avaliação de confiabilidade. Este trabalho apresenta oportunidades para a incorporação de recursos flexíveis ao planejamento da transmissão e ao mercado de energia brasileiros na perspectiva regulatória, ampliando as opções para aumento de confiabilidade na transmissão, ao menor custo e com a atração de investimentos.

PALAVRAS-CHAVE: regulação da transmissão, flexibilidade operativa na transmissão, integração de fontes renováveis variáveis, planejamento da expansão da transmissão, resposta da demanda, armazenamento de energia, serviços ancilares, regulação econômica de transmissão.

1.0 INTRODUÇÃO

No contexto de transformação da oferta de energia elétrica em escala global, com a inserção de fontes de energia renováveis não despacháveis e o papel ativo do consumidor, ganham importância a necessidade de reserva de potência e de flexibilidade operativa e a avaliação de modificações e aprimoramentos regulatórios para incorporação de novas tecnologias aos sistemas de transmissão, tais como: *Flexible Alternating Current Transmission Systems* (FACTSs) em todo seu portfólio; sistemas de transmissão em Corrente Contínua (CC); sistemas de Armazenamento de Energia (ESSs, do inglês *Energy Storage Systems*); Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), englobando Resposta da Demanda (RD), Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), usinas virtuais (VPPs, da sigla em inglês para *Virtual Power Plants*) e microrredes; integração entre *Transmission System Operators* (TSOs) e *Distribution System Operators* (DSOs), *Dynamic Line Ratings* (DLRs) e controle topológico. Há também a possibilidade da criação de novos produtos e modelos de negócios nos mercados de atacado de eletricidade.

Nessa perspectiva, o presente trabalho apresenta propostas de possíveis alterações regulatórias necessárias para a inserção dos novos equipamentos/tecnologias no planejamento da rede de transmissão.

2.0 METODOLOGIA

Procura-se identificar oportunidades para que recursos flexíveis, tais como sistemas de armazenamento de energia com baterias (BESSs, da sigla em inglês para *Battery Energy Storage Systems*), FACTSs, RD, atuação de Agregadores-Comercializadores com REDs, VPPs e microrredes, e a integração entre TSOs e DSOs possam ser incorporados à linha de base do planejamento da transmissão por meio, por exemplo, de processos competitivos como leilões centralizados, *inputs* de *stakeholders*, processos de incorporação de equipamentos à base de ativos das transmissoras, e prestação de serviços ancilares.

A seguir, são apresentados elementos sobre as tecnologias flexíveis com vistas à proposição de alterações do arcabouço regulatório brasileiro.

2.1 BESS COMPONDO UMA VIRTUAL POWER LINE

A Figura 1 ilustra o arranjo de um sistema elétrico com BESSs compondo uma *virtual power line*.

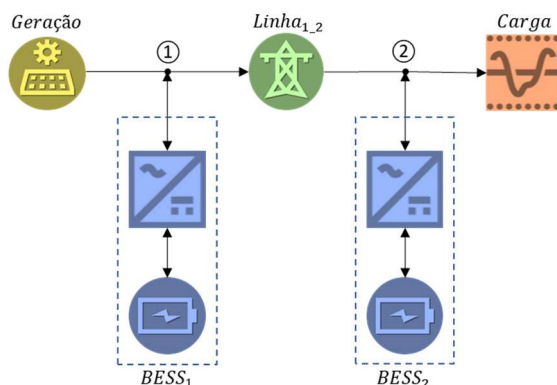


Figura 1 – Arranjo ilustrativo de sistema elétrico com BESSs compondo uma *virtual power line*. Fonte: adaptado a partir de [1]

A *virtual power line* associada ao trecho de rede de transmissão ou distribuição $Linha_{1-2}$, que interliga os terminais ① e ②, é implementada por meio do $BESS_1$, do lado da Geração, e $BESS_2$, do lado da carga. A estratégia de controle consiste em [1]: carregar o $BESS_1$ a partir de geração renovável para evitar o corte de geração, devido ao congestionamento da $Linha_{1-2}$, e descarrega-lo para carregar o $BESS_2$ quando houver capacidade disponível na $Linha_{1-2}$; carregar o $BESS_2$ quando a demanda é menor do que a geração renovável e houver capacidade disponível na $Linha_{1-2}$, e descarrega-lo para atender à demanda de ponta da carga quando a $Linha_{1-2}$ estiver congestionada.

2.2 AGREGADOR-COMERCIALIZADOR

O Agregador-Comercializador é um agente que possibilita a visualização dos REDs para o planejador e/ou operador do sistema e para os mercados de atacado de energia, capacidade e serviços ancilares. Os DSOs podem se utilizar de Agregadores-Comercializadores e prestar serviços aos TSOs com respostas distintas em termos locais, com modelos de implementação que podem considerar mecanismos de resposta a preços ou incentivos.

2.3 INTEGRAÇÃO ENTRE TSOs e DSOs

No modelo de integração entre TSOs e DSOs pressupõe-se que o DSO atua como uma empresa de “serviço de fio”.

Os serviços que podem ser oferecidos pelo DSO incluem RD, regulação de frequência, Reserva de Potência Operativa (RPO), controle de reativos, postergação de reforços da rede de transmissão e integração de Geração Distribuída (GD) e fontes renováveis em *utility scale*.

A Figura 2 ilustra um TSO demandando recursos flexíveis do DSO.

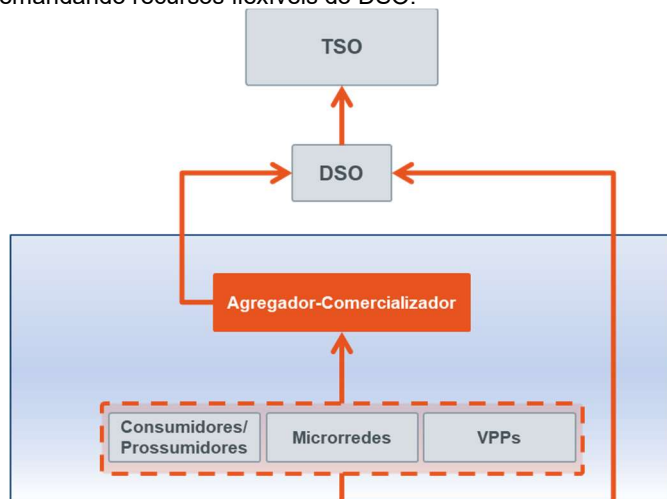


Figura 2 – TSO demandando recursos flexíveis do DSO. Fonte: elaboração própria

O DSO pode se valer de Agregadores-Comercializadores ou da agregação direta de consumidores, prosumidores, microrredes e VPPs para prestar serviços ao TSO, com modelos que podem considerar mecanismos de resposta a preços ou incentivos.

2.4 FACTSs

Os FACTSs são equipamentos baseados em eletrônica de potência cuja função é melhorar a controlabilidade e a capacidade dos sistemas de transmissão. Têm um papel crítico a desempenhar para a estabilidade da rede face à geração a partir de fontes não controláveis como a eólica e a solar. As oportunidades para o uso de FACTSs incluem: controle de rota do fluxo de potência; controle dinâmico de potência reativa; carregamento das linhas de transmissão dentro dos limites térmicos; redução de margens de geração devido ao aumento da capacidade da transmissão, e prevenção de blecautes em cascata [2].

A Tabela 1 apresenta a nomenclatura dos tipos de FACTSs.

Tabela 1 – Nomenclatura dos tipos de FACTSs. Fonte: elaborado a partir de [3], [4]

Tipo de FACTS	Acrônimo
<i>Dynamic Flow Controller</i>	DFC
<i>Interline Power Flow Controller</i>	IPFC
<i>Static Synchronous Compensators</i>	STATCOM
<i>Static Synchronous Series Compensator</i>	SSSC
<i>Static VAr Compensator</i>	SVC
<i>Thyristor Controlled Phase Angle Regulator</i>	TCPAR
<i>Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer</i>	TCPST
<i>Thyristor Controlled Quadrature Boosting Transformer</i>	TCQBT
<i>Thyristor Controlled Series Capacitor</i>	TCSC
<i>Unified Power Flow Controller</i>	UPFC

A tecnologia dos componentes de chaveamento dos FACTSs se diferencia entre conversores baseados em tiristores e fontes de tensão [3]. Dentre funções críticas desempenhadas pelos SVCs e STATCOMs, temos: suporte de tensão em regime permanente; estabilização dinâmica da tensão, *damping* (redução de oscilações) e balanceamento da carga [3]. O diferencial tecnológico dos FACTSs em relação a equipamentos convencionais como compensadores síncronos, *Synchronous Voltage Sources* (SVSs) e compensação convencional série/*shunt* deve ser considerado, em função do diferencial tecnológico envolvido [4].

2.5 AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DE CONFIABILIDADE

O método de avaliação probabilística de confiabilidade é aplicado a sistemas elétricos de grande porte, com representação completa do parque gerador e do sistema de transmissão. Tem caráter preditivo, com análise elétrica em regime permanente. As incertezas são representadas por meio de dados típicos de taxas de falha e tempos de reparo de componentes do sistema.

A Tabela 2 apresenta os índices utilizados para a avaliação da confiabilidade.

Tabela 2 – Índices de confiabilidade. Fonte: elaborado a partir de [5]

Índice	Significado	Unidade	Descrição
LOLP	Probabilidade de Perda de Carga	%	Percentual médio do tempo em que há corte de carga
LOLE	Expectância de Perda de Carga	h/ano	Probabilidade de perda de carga, em unidades dimensionais
			Número médio de vezes no ano em que o sistema transita de um estado
LOLF	Frequência de Perda de Carga	ocorrências/ano	adequado para um estado inadequado
LOLD	Duração Média de Perda de Carga	h	Duração média do corte de carga no ano
EPNS	Expectância da Potência Não Suprida	MW	Potência média anual interrompida
EENS	Expectância da Energia Não Suprida	MWh/ano	Energia média anual interrompida
			Duração fictícia de uma interrupção equivalente à ocorrida no sistema
IS	Severidade	min	supondo o pico de carga constante. Índice normalizado que permite a
			comparação entre sistemas de portes e naturezas distintas
			Valor complementar da energia não suprida, isto é, a energia realmente
ICE	Confiabilidade de Energia	%	suprida dividida pela energia total demandada, para fornecer um índice
			normalizado

Os índices de confiabilidade têm como objetivo quantificar a probabilidade, frequência, e duração da perda de carga, em termos de potência e energia. Podem ser estratificados por área, nível de tensão, barra e modo de falha, permitindo identificar partes do sistema mais vulneráveis e passíveis de reforços.

2.6 DLRs

As soluções tradicionais para aliviar o congestionamento do sistema de transmissão incluem a expansão, atualização ou reconstrução da infraestrutura elétrica. Embora estas soluções de longo prazo possam ser necessárias, tecnologias como DLRs podem aliviar o congestionamento a curto prazo, com menores custos. Em essência, as DLRs consistem em metodologias para determinar direta ou indiretamente a classificação térmica do condutor de forma dinâmica e granular, em tempo real, com objetivo de relaxar as restrições de transmissão baseadas em condições estáticas, ou *Static Line Ratings* (SLRs). Sistemas baseados em DLR são especialmente adequados para redes que escoam energia de empreendimentos eólicos, pois a temperatura é a principal variável para a capacidade da linha de transmissão, e a velocidade do vento é um determinante primário da temperatura. Em outras palavras, a mesma variável que aumenta a capacidade de geração de energia eólica também pode aumentar a capacidade das linhas de transmissão em um comportamento sinérgico [25]. A implementação de DLRs envolve a instalação de um sistema de coleta de dados de temperatura sobre a linha ou em suas proximidades [6], bem como a adaptação dos centros de operação e controle.

Uma abordagem encontrada na literatura é a de capacidade das linhas ajustada ao ambiente (AARs, do inglês *Ambient-adjusted Line Ratings*), que considera uma previsão atualizada da temperatura ambiente aplicada ao cálculo da capacidade da linha, cujo período deve ser, tipicamente, menor ou igual a uma hora. AARs podem ser uma solução de menor custo, menores desafios e menor complexidade do que DLRs. Porém, DLRs podem ser de maior atratividade no caso de determinadas linhas [7], [8].

3.0 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

3.1 BESSs

Foram identificadas oportunidades de participação de BESSs no planejamento de transmissão como na Colômbia, por meio de estudos conduzidos pelo planejador do sistema, considerando possíveis demandas das transmissoras e a realização de processo de livre concorrência para a implementação dos sistemas [9]. Há estudos no CAISO e no PJM, nos Estados Unidos da América (EUA), para a incorporação de BESSs à base de ativos das transmissoras, por meio do processo denominado *Storage as Transmission Assets* (SATA) [10], [11].

Na Califórnia, há aproximadamente 220 projetos de ESSs, totalizando uma capacidade instalada em torno de 4,2 GW, a maior dentre os estados norte-americanos [12].

3.2 REDs

No CAISO, os agentes classificados como *Demand Response Providers* (DRPs) podem agregar consumidores capazes de reduzir sua demanda para participar dos mercados de energia e serviços ancilares. Os REDs podem participar destes mercados por meio de agentes denominados *Distributed Energy Resource Providers* (DERPs), que são agregadores ou proprietários de REDs [13], [14].

Em relação a RD, destaca-se a metodologia existente no PJM para a participação deste recurso em leilões de capacidade, para a entrega do produto após três anos. Desta forma o PJM incorpora RD à linha de base de planejamento da transmissão no *Regional Transmission Expansion Plan* (RTEP). Os agentes denominados de *Curtailment Service Providers* (CSPs) agregam a redução de demanda de consumidores elegíveis, participando dos mercados de energia, capacidade e serviços ancilares e remunerando os consumidores agregados por meio de condições estabelecidas em contratos bilaterais livremente negociados [15].

Em relação ao desenvolvimento de VPPs, destacam-se os projetos e iniciativas identificados nos EUA envolvendo a agregação de BESSs, associados ou não a GDFV, e RD, em consumidores residenciais, comerciais e industriais para uso durante a demanda de ponta do sistema, melhoria da resiliência das instalações dos consumidores e prestação de serviços de regulação ao sistema elétrico. A *Order 2222* de setembro de 2020 da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) estabeleceu que a agregação de REDs (VPPs) deve ser habilitada a participar de mercados de energia, capacidade e serviços ancilares supervisionados pela FERC, ampliando as possibilidades por meio de mecanismos além da usual RD [16], [17].

A eficiência energética é considerada como recurso para o planejamento em mercados maduros, o que corrobora a importância de iniciativas como o desenvolvimento do Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf), no Brasil [18].

3.3 FACTSs

De acordo com [3], os SVCs e STATCOMs são os tipos de FACTSs melhor estabelecidos no mercado em função de décadas da experiência em sua utilização. Tais dispositivos são, comumente, instalados em centros de carga importantes, subestações críticas e cargas de grande porte, do tipo industrial ou de transporte.

Como FACTSs de primeira geração, os SVCs têm provado sua capacidade de manter o perfil de tensão dentro de limites estabelecidos, por meio da compensação de potência reativa. Por outro lado, os STATCOMs, baseados na tecnologia *Voltage Source Converter* (VSC), têm penetrado lentamente o mercado com os avanços em dispositivos de chaveamento controláveis como os *Gate Turn-off Thyristors* (GTOs) e os *Insulated-gate Bipolar Transistors* (IGBTs).

Percebeu-se uma evolução do incremento de capacidade anual dos SVCs e STATCOMs na Europa no período de 2007 a 2017, com destaque para o aumento da capacidade anual de STATCOMs no período de 2012 a 2017. Adicionalmente, espera-se que o uso de STATCOMs em redes de distribuição aumente, com os *Distribution Static Synchronous Compensators* (D-STATCOMs) [3].

Como tendência futura na Europa, particularmente devido à expansão do uso das fontes renováveis, há previsão de crescimento do uso de FACTSs no Reino Unido (principalmente na Irlanda), Alemanha e Noruega. A Europa oriental tem a menor concentração de projetos vindouros com FACTSs, uma vez que a maior parte da compensação reativa é planejada considerando o uso de reatores *shunt* e bancos de capacitores [3].

Outro tipo de compensação reativa que tem conquistado posição no mercado é a fornecida pelos TCSCs, cujo foco de aplicação tem sido países como China e Índia, onde regiões do sistema vêm sendo interligadas por meio de elos em *High Voltage Alternating Current* (HVAC), com a necessidade de reduzir oscilações [3].

3.4 Planejamento da confiabilidade

Um exemplo de uso de metodologia de avaliação de confiabilidade no planejamento da transmissão é o processo de análise de *baseline reliability* do PJM, parte do RTEP. A linha de base do planejamento contempla o atendimento a critérios de confiabilidade da *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) e de entidades regionais de confiabilidade [19].

A análise de *baseline reliability* visa assegurar a confiabilidade do sistema de transmissão para o atendimento de todo o uso existente e projetado a longo prazo. É realizada em dois horizontes de tempo, sendo o curto prazo, do ano corrente (Y) mais 5 anos (Y+5), e o longo prazo, do ano corrente mais 6 anos (Y+6) até o ano corrente mais 15 anos (Y+15). A análise de curto prazo é baseada em um modelo de fluxo de potência completo, não linear (*AC power flow*), e a de longo prazo, sujeita a maior incerteza, em um modelo de fluxo de potência simplificado, linear (*DC power flow*) [19].

As análises incluem regulação de tensão, limites térmicos, *load deliverability* e *generator deliverability*. *Load deliverability* corresponde à capacidade do sistema de transmissão de entregar energia do agregado de capacidade disponível de recursos em uma área elétrica do PJM e áreas adjacentes fora da região do PJM a outra área elétrica do PJM que esteja experimentando deficiência de capacidade. *Generator deliverability* corresponde à capacidade do sistema de transmissão em exportar recursos de capacidade de uma área elétrica do PJM para o restante do seu território, corroborando, assim, que os recursos de capacidade não estão circunscritos [20].

São realizadas análises em regime permanente e/ou análises de estabilidade, envolvendo casos sem contingências, com contingências simples e com contingências múltiplas de geração e/ou transmissão. O critério de confiabilidade da transmissão é de uma expectância de perda de carga (LOLE, da sigla em inglês para *Loss of Load Expectation*) igual a uma falha a cada 25 anos, mais rigoroso que o critério de confiabilidade da geração, que é de uma falha a cada 10 anos.

3.5 DLRs

Nos EUA, a proposta *18 CFR Part 35 - Managing Transmission Line Ratings da FERC* [7], [21] visa melhorar a precisão e a transparência dos dados de capacidade das linhas de transmissão, por meio de: implementação de AARs (conforme apresentado na Seção 2.6); estabelecimento e implementação pelos *Regional Transmission Operators* (RTOs) e *Independent System Operators* (ISOs) dos sistemas e procedimentos necessários para que as transmissoras (*transmission owners*) atualizem eletronicamente os dados de capacidade, no mínimo de hora em hora, compartilhamento estes dados e sua metodologia de obtenção com os *transmission providers* ou, em regiões de RTOs/ISOs, com seus respectivos monitores de mercado. Dentre as duas possíveis abordagens para aumentar a precisão dos dados de capacidade das linhas, AARs e DLRs, a FERC propõe a implementação de AARs no curto prazo, com base em resultados preliminares que indicaram um balanço mais adequado entre benefícios e desafios para este tipo de solução [7].

O PJM tem um processo de avaliação para a implementação de DLRs em andamento, com previsão de entrada em operação em 2021. Para avaliar o impacto econômico de DLRs em uma linha de transmissão congestionada, o PJM realizou uma análise em um projeto hipotético com uma linha de transmissão em 500 kV, com 28 km aproximados

de extensão (aproximado), dividida em três trechos, utilizando a ferramenta computacional PROMOD. Os impactos da implementação de DLRs englobam aspectos técnicos, em procedimentos e regulamentos [6], [22].

Outras iniciativas de DLRs em termos de projetos piloto, pesquisa e validação foram identificadas no *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT), Idaho Power e NYPA nos EUA, no Canadá, em vários países da Europa, no Uruguai, no Vietnã e na Coreia do Sul [23].

4.0 POSSÍVEIS ALTERAÇÕES NO ARCAFOUÇO REGULATÓRIO BRASILEIRO

A inclusão de BESSs no Sistema Interligado Nacional (SIN) pode se dar por meio da contratação via leilões centralizados e entrada na base de ativos das transmissoras ou via mercados de serviços ancilares como regulação de frequência, RPO e *virtual power line*. A criação da figura do agente Armazenador, que pode prestar serviços ao sistema elétrico e atuar em comercialização, fazendo “arbitragens de preços” como nos mercados do CAISO e do PJM nos EUA, por exemplo, pode contribuir com o aumento da competitividade de empreendimentos com BESSs. O atual modelo de preços horários no mercado de atacado de energia brasileiro pode impulsionar a atuação de sistemas de armazenamento na comercialização.

A RD pode ser incorporada ao planejamento da expansão da transmissão por meio de leilões de capacidade, vislumbrando a separação entre lastro e energia no processo de modernização do SEB [24], ou viabilizada por meio de um mercado de serviços ancilares com produtos “elétricos” como: regulação de frequência e tensão; flexibilidade de demanda; RPO, e serviço de balanço em mercado de energia com formação de preços por ofertas. Os modelos de implementação de RD podem considerar mecanismos de resposta a preços ou incentivos. Situações de corte de carga podem ocorrer, se acordado entre as partes envolvidas. A operação e comercialização com preços horários, já em vigor, traz novas oportunidades para a implementação de RD no SEB.

Dentre os benefícios sistêmicos potenciais com o uso de RD, pode-se citar: fazer frente às variações de potência das usinas baseadas nas fontes solar e eólica; a redução de picos de preço de energia, caso a RD seja capaz de influenciar a formação de preços no mercado de atacado; a mitigação das dificuldades decorrentes das restrições tecnológicas da geração termelétrica em se adaptar ao novo *mix* de geração com o incremento da participação das fontes solar e eólica, e a mitigação das dificuldades decorrentes da tendência de menor utilização da geração térmica não nuclear devido a emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) [25].

O Agregador-Comercializador pode dar visibilidade aos REDs para o planejador ou operador do sistema (TSO ou DSO) e para os mercados como os de energia, capacidade e serviços ancilares. O modelo de negócios de Agregador-Comercializador inclui: redução da demanda no horário de ponta; serviços de balanceamento ao TSO, e gerenciamento de congestionamento e controle de tensão para o DSO. A criação da figura do Agregador-Comercializador envolve a implementação de novos modelos de negócios no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O modelo de integração entre TSOs e DSOs aqui proposto pressupõe que o DSO atue como uma empresa de “serviço de fio”. Deve-se observar que, atualmente, o operador do sistema de transmissão é único no Brasil, na figura do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O modelo de implementação de integração entre TSO(s) e DSOs pode considerar mecanismos de resposta a preços ou incentivos, para a disponibilização dos seguintes serviços: redução da demanda de ponta da distribuidora; regulação de frequência; RPO; controle de reativos, e postergação de reforços da rede de transmissão.

Propõe-se que os diversos tipos de FACTSs, com suas respectivas funções para benefício do sistema de transmissão, sejam levados em conta no planejamento da transmissão, por meio de planejamento centralizado, e que seja considerando nas premissas de planejamento das transmissoras, conforme exemplos observados na experiência da Colômbia e do PJM, ou via participação nos serviços ancilares, com a operação feita, por exemplo, por um novo empreendedor responsável pela instalação do FACTS e prestação de serviços como regulação de tensão de gerenciamento de fluxos na rede.

Propõe-se a análise de confiabilidade probabilística na fase de planejamento do sistema de transmissão como ferramenta para mensurar situações críticas do sistema sob contingência. A avaliação pode envolver a análise de alternativas de planejamento contemplando recursos tais como RD, controle de frequência e de reativos, bem como disponibilidade de recursos locais despacháveis frente à variabilidade de geração renovável, como, por exemplo, Usinas Termelétricas (UTES), Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) e ESSs.

Um processo de planejamento competitivo pode incluir a abertura de janelas de ofertas a serem submetidas pelas transmissoras existentes ou por novos empreendedores de transmissão para a proposição de soluções de questões estruturais apontadas pelo planejador do sistema. Entenda-se, neste caso, que as ofertas decorrentes da respectiva abertura de janela de submissão devem passar por uma etapa de análise e comparação com a referência da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), após o que proceder-se-ia a um leilão da solução tecnicamente definida. Logo, a empresa cuja solução tenha sido aceita tecnicamente não será, necessariamente, a contratada para o

empreendimento. Deve-se ter em vista que o processo de comparação não é de natureza simples. Por exemplo, não é simples comparar uma *virtual power line* com um reforço de rede convencional, sendo ambos tecnicamente e ambientalmente viáveis.

Com relação à implantação de DLRs no SIN, é possível pontuar os seguintes tópicos como referência para evolução regulatória, com base na experiência internacional:

- A implementação de projetos piloto;
- A avaliação dos ganhos econômicos com DLRs em relação ao congestionamento, por meio de simulações;
- A avaliação de impactos técnicos, tais como: a instalação de sistemas de monitoramento e comunicação; necessidade de dados de previsão de DLRs para o *unit commitment* e métodos de tratamento do desbalanço entre esses e os dados de DLRs em tempo real pelo operador e pelo mercado; implantação em ferramentas (*software*) de planejamento; e integração aos centros de operação;
- A avaliação dos impactos em processos e procedimentos de rede e mercado, e do impacto regulatório;
- A avaliação de sinergias com parques de geração eólica pois, nos momentos de maior incidência do vento, este aumenta a geração de energia e, ao mesmo tempo, promove o resfriamento das linhas [13];
- Tratamento isonômico de competitividade entre fontes, a exemplo de eólica e solar: forte insolação reduz a capacidade de transmissão e aumenta a geração de base solar e vento aumenta a capacidade de transmissão e aumenta a geração eólica [25];
- A avaliação comparativa de custos e benefícios da alternativa de AARs com DLRs.

5.0 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou, a partir de elementos da experiência internacional, sugestões de incorporação de equipamentos/tecnologias para o planejamento de um sistema de transmissão flexível, e as necessárias adequações do arcabouço regulatório brasileiro para sua inclusão.

A inclusão de tecnologias flexíveis nos sistemas de transmissão pode ser realizada por meio de: planejamento centralizado (ou “competitivo”); inclusão nas premissas de planejamento das transmissoras existentes; *inputs* de *stakeholders*, integração entre TSOs e DSOs; novas oportunidades de aproveitamento de recursos por meio de VPPs e Agregadores-Comercializadores, mercados de capacidade e serviços ancilares envolvendo novos modelos de remuneração de ativos e novos modelos de negócios.

Verificou-se a oportunidade de inclusão de RD, BESSs, REDs e a grande diversidade de dispositivos FACTS como soluções de transmissão, e a avaliação probabilística de confiabilidade como um método adicional para a comparação de alternativas de transmissão sob condições de contingência do sistema.

Evidencia-se a necessidade de melhoria na operação, aprimorando-se a capacidade de previsão, programação e despacho com alta resolução temporal, ferramentas de decisão e dimensionamento e alocação de reservas de forma dinâmica e a importância de se manter produtos de resposta rápida para regulação da frequência e reserva primária rápida.

Aprimoramentos na contratação de serviços ancilares mostram-se urgentes, frente à acelerada mudança na matriz elétrica brasileira, migrando-se para a consolidação de mercado de serviços ancilares onde são possíveis situações combinadas, dependendo da natureza e da importância local do serviço entre a provisão obrigatória, a contratação bilateral com o operador do sistema, mecanismos de leilão e mercado *spot* (ou combinação entre leilão e mercado *spot*).

De qualquer modo, cabe ao agente regulador, diante dos equipamentos disponibilizados pelo planejamento setorial e dos requisitos de serviços ancilares identificados, tanto pelo planejamento, quanto pelo operador, incentivar a prestação de serviços com qualidade, identificar os custos, e alocá-los eficientemente.

A experiência envolvendo DLRs abordada neste trabalho permitiu identificar, de forma não exaustiva, tópicos orientativos para a avaliação da possibilidade de implementação dessa técnica no SIN.

A ampliação do portfólio de soluções candidatas para o planejamento integrado e flexível do sistema de transmissão, permitindo a identificação de benefícios e oportunidades de aumento da eficiência e confiabilidade do SIN a custos competitivos, pode resultar em benefícios sistêmicos relevantes, além de modicidade tarifária para os consumidores e a atração de investimentos.

Agradecimentos: à ISA CTEEP, como proponente do Projeto de P&D “Planejamento Integrado e Flexível de Sistemas de Transmissão” (PD 0068-48/2020 do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), tendo como Executoras as empresas: PSR, HPPA e MRTS Consultoria, com cooperação técnico-científica com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

6.0 REFERÊNCIAS

- [1] IRENA, "Virtual Power Lines - Innovation landscape brief," 2020, [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Virtual_power_lines_2020.pdf?la=en&hash=C58043124D596D1CF75395066817C38B55AC1983.
- [2] N. G. Hingorani, "Flexible AC Transmission System (FACTS)," in *Electricity Transmission Pricing and Technology*, M. Einhorn and R. Siddiqi, Eds. Springer Science+Business Media, LLC, 1996.
- [3] Power Technology Research, "A Snapshot of Flexible AC Transmission Systems (FACTS) Market in Europe," 2020. <https://powertechresearch.com/a-snapshot-of-flexible-ac-transmission-systems-facts-market-in-europe/> (accessed Nov. 03, 2020).
- [4] P. R. Patel, T. P. Modi, and A. Sharma, "The Role of Facts and HVDC in Development of an Efficient Electrical Power Transmission System in India-Prospects & Challenges," *IJSRD - Int. J. Sci. Res. Dev.*, vol. 1, no. 10, 2013.
- [5] CEPEL, "Programa de Análise de Confiabilidade Composta e Cálculo de Reserva Operativa (NH2). Versão 12.1.0," 2021. [Online]. Available: <https://dre.cepel.br/manual/nh2/>.
- [6] S. Murphy, "Dynamic Line Ratings Overview. OC Special Session - Dynamic Line Ratings (DLR) Education. March 03, 2021." PJM, 2021, [Online]. Available: <https://watttransmission.files.wordpress.com/2017/11/genscape-cigre-gotf-whitepaper-2017.pdf>.
- [7] DOE and FERC, "18 CFR Part 35 - Managing Transmission Line Ratings; Proposed Rule," *Federal Register* vol. 86, nº 12, January 21, 2021 - pages 6243–6552, 2021. <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2021-01-21/pdf/FR-2021-01-21.pdf> (accessed Aug. 06, 2021).
- [8] DOE, "Dynamic Line Rating. Report to Congress," 2019.
- [9] CREG, *Resolução No. 098 de 2019. 30 Ago. 2019.* 2019.
- [10] CAISO, "Storage as a Transmission Asset: Enabling storage assets providing regulated cost-of-service-based transmission service to access market revenues. Second Revised Straw Proposal. October 16, 2018." 2018, [Online]. Available: Enabling storage assets providing regulated cost-of-service- based transmission service to access market revenues.
- [11] PJM, "Issue Details. Storage as a Transmission Asset." <https://www.pjm.com/committees-and-groups/issue-tracking/issue-tracking-details.aspx?Issue=%7BB435C39B-D4BB-4C3C-ADA9-8EFBC0E52246%7D> (accessed Nov. 10, 2020).
- [12] CAISO and Renewables Grid Initiative, "Energy Storage. Perspectives from California and Europe. Discussion Paper - October 2019," 2019. [Online]. Available: <http://www.caiso.com/Documents/EnergyStorage-PerspectivesFromCalifornia-Europe.pdf>.
- [13] CAISO, "Distributed Energy Resource Provider." <http://www.caiso.com/participate/Pages/DistributedEnergyResourceProvider/Default.aspx> (accessed Nov. 03, 2020).
- [14] CAISO, "Demand response and load participation." <http://www.caiso.com/participate/Pages/Load/Default.aspx> (accessed Oct. 28, 2020).
- [15] PJM, "Demand response," 2017. [Online]. Available: <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/markets-faqs/~media/BD49AF2D60314BECA9FAAB4026E12B1A.ashx>.
- [16] J. Spector, "10 Victories for Virtual Power Plants in 2020," *Greentech Media*, 2020.
- [17] J. St. John, "'Game-Changer' FERC Order Opens Up Wholesale Grid Markets to Distributed Energy Resources," *Greentech Media*, 2020.
- [18] IX Estudos e Projetos, "Elaboração do Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf), provendo um portfólio de ações para o avanço dos ganhos de eficiência energética no Brasil. Workshop 1 - 22 de maio de 2020." 2020.

- [19] PJM, "PJM Manual 14B: PJM Region Transmission Planning Process. Revision: 48. Effective Date: October 1, 2020." 2020.
- [20] PJM, "Regional Transmission Expansion Plan (RTEP) 2019," 2020. [Online]. Available: <https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/2019-rtep/2019-rtep-book-1.ashx?la=en>.
- [21] DOE and FERC, "18 CFR Part 35 [Docket No. RM20-16-000] Managing Transmission Line Ratings. Correction," 21246 *Federal Register* / Vol. 86, No. 76 / Thursday, April 22, 2021 / Proposed Rules, 2021. <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2021-04-22/pdf/2021-08236.pdf>.
- [22] PJM, "PJM PROMOD Overview. August 11, 2017." 2017, [Online]. Available: <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/cs/20170811/20170811-item-02-pjm-promod-overview.ashx>.
- [23] IRENA, "Dynamic line rating. Innovation landscape brief," 2020. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Dynamic_line_rating_2020.pdf?la=en&hash=A8129CE4C516895E7749FD495C32C8B818112D7C.
- [24] MME, "Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico," 2019.
- [25] REN, "PDIRT - Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte 2018-27. Proposta Junho 2017," 2017. [Online]. Available: <https://www.apren.pt/contents/publicationsothers/proposta-de-pdirt-e-2017-2017-rencompressed.pdf>.

DADOS BIOGRÁFICOS



Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Unicamp (2002) e mestrado em Engenharia Elétrica, área de concentração Sistemas de Potência, pela USP (2018). Trabalhou por 15 anos na WEG Equipamentos Elétricos S.A., onde exerceu o cargo de Chefe de Seção na Divisão de Automação até 2019. É doutorando no PEA – USP, Consultor Sênior da MRTS e revisor do periódico internacional *Applied Energy*. Suas principais áreas de atuação são estudos de planejamento, confiabilidade e tarifas de sistemas de transmissão, avaliação da implementação de Virtual Power Plants e análise técnica de impactos da penetração de recursos energéticos distribuídos em redes de distribuição.

(2) DOREL SOARES RAMOS

Dorel Soares Ramos, possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo, onde é professor concursado do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da USP, sendo ainda sócio administrador da MRTS Consultoria. Com mais de 45 anos de experiência no Setor Elétrico, exerceu cargo de Diretor de Regulação do Grupo EDP Energias do Brasil tendo sido ainda Diretor das Distribuidoras do Grupo. Participou das principais reformas do Setor Elétrico, 5 livros publicados, 250 artigos em periódicos e conferências nacionais e internacionais, orientou 31 Dissertações de Mestrado e 10 Teses de Doutorado.

(3) MARTHA ROSA MARTINS CARVALHO

Martha Rosa Carvalho é formada em engenharia elétrica, com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Federal Fluminense (UFF), Mestre pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e atualmente cursa doutorado na mesma instituição na área de Sistemas de Energia. Ingressou na PSR em 2008 na área de planejamento do sistema elétrico brasileiro, atuando nas áreas de geração e transmissão. Atualmente, Martha é gerente da área de estudos de transmissão, distribuição de energia atuando nos estudos técnicos, regulatórios e econômicos integrados da área.

(4) RENATO GUIMARÃES RIBEIRO

Engenheiro Eletricista com ênfase em Sistema de Potência formado na Universidade Federal de Itajubá (2005) e especialista em Sistemas de Energia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2012), trabalha há 14 anos na Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - ISA CTEEP, atualmente coordenando a área de Planejamento da Expansão e Estudos.

(5) FELIPE MELO RODRIGUES

Graduado em Engenharia Elétrica - Ênfase em Energia e Automação pela Universidade de São Paulo (2013). Atualmente é Engenheiro Sr de Planejamento da Expansão da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência.

(6) LUÍS FERNANDO DE ANDRADE MELLO NOGUEIRA

Pós-graduado em Sistemas Elétricos UNIFEI (2009) e graduado em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Mauá (1992). Atualmente cursa disciplinas na área de recursos hídricos, energéticos e ambientais na UNICAMP e USP. Experiência de mais de 26 anos nas áreas de planejamento elétrico e energético do setor de energia elétrica,

sendo a quase totalidade na Companhia Energética de São Paulo - CESP, onde atuou nas áreas de planejamento da transmissão, planejamento energético, na gerência de planejamento da operação e gerência de middle-office da CESP Comercializadora. Atualmente é consultor da MRTS.