

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

MODELOS INTERNACIONAIS DO PLANEJAMENTO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO COM TECNOLOGIAS FLEXÍVEIS

MATHEUS SABINO VIANA(1);DOREL SOARES RAMOS(1);RENATO GUIMARÃES RIBEIRO(2);MARTHA ROSA MARTINS CARVALHO(3);LUÍS FERNANDO DE ANDRADE MELLO NOGUEIRA(1);FELIPE MELO RODRIGUES

**MRTS CONSULTORIA(1);ISA CTEEP(2);PSR SOLUCOES E CONSULTORIA EM ENERGIA LTDA.
(3)**

RESUMO

O uso das fontes eólica e solar tem aumentado devido às oportunidades de expansão de forma econômica e descarbonização das matrizes energéticas, com intensificação da participação dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs). Esse panorama traz desafios metodológicos e, em face disso, foi realizada a revisão da experiência internacional em planejamento e regulação da transmissão considerando tecnologias flexíveis e seus benefícios sistêmicos. Os resultados apresentam modelos de inclusão de FACTSs, armazenamento, sistemas CC, integração de REDs e interação entre operadores de transmissão e distribuição por meio de planejamento centralizado, mercados de capacidade e serviços ancilares, envolvendo novos modelos de remuneração de ativos e de negócios.

PALAVRAS-CHAVE: Flexibilidade operativa na rede de transmissão, integração de fontes renováveis intermitentes, planejamento da expansão da transmissão, resposta da demanda, armazenamento de energia, serviços ancilares.

1.0 INTRODUÇÃO

As mudanças das matrizes energéticas em escala global, com a inserção de fontes de energia renováveis não despacháveis e o papel ativo do consumidor, trazem desafios para o planejamento e a operação dos sistemas elétricos de potência. Neste contexto, ganham importância o aumento da necessidade de reserva de potência e flexibilidade operativas, a avaliação de Resposta da Demanda (RD) e *Virtual Power Plants* (VPPs) como recursos de flexibilidade, os impactos e potencial de utilização dos REDs nas redes de distribuição e transmissão e a possibilidade de interação entre os operadores dos sistemas de transmissão (TSOs, do inglês *Transmission System Operators*) e operadores dos sistemas de distribuição (DSOs, do inglês *Distribution System Operators*), quanto ao uso coordenado destes e de outros recursos de flexibilidade para os sistemas de transmissão.

Neste contexto, considera-se que a flexibilização do sistema de transmissão é um aspecto fundamental a ser considerado no planejamento do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro.

2.0 EQUIPAMENTOS E SOLUÇÕES DE TRANSMISSÃO

De forma geral, os equipamentos de transmissão convencionais não utilizam eletrônica de potência, tais como linhas de transmissão, transformadores de potência e elementos compensadores fixos como capacitores-série, capacitores *shunt* e reatores *shunt*.

Os planejadores de sistemas de transmissão têm buscado soluções para uma operação flexível e investimentos incrementais que permitam assegurar uma operação eficiente com a presença de grandes montantes de geração renovável. Um aspecto fundamental é que a flexibilidade operacional seja levada em conta no estágio de planejamento do sistema [1].

O conceito de flexibilidade no sistema de transmissão considera não somente equipamentos, mas também soluções e serviços, tais como:

- *Flexible Alternating Current Transmission Systems* (FACTSs), incluindo FACTSs distribuídos (D-FACTSs) e modulares (M-FACTSs) [1], [2];

- 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 RD, REDs, VPPs e microrredes;
- Integração entre TSOs e DSOs;
- *Dynamic Line Ratings* (DLR) e controle topológico.

Os FACTSs podem ser classificados de acordo com as suas características tecnológicas, conforme detalhado em [3]. Os FACTSs com maior difusão no mercado são os SVCs e os STATCOMs, prestando serviços cruciais como estabilização dinâmica de tensão, amortecimento, balanceamento de carga e suporte de tensão em estado estacionário [4]. A tecnologia FACTS figura, juntamente com o controle topológico, como uma das mais populares tecnologias viabilizadoras para a operação da rede de forma flexível, permitindo a redução de congestionamentos, a integração de geração renovável e a operação confiável e resiliente do sistema [1].

Os sistemas de HVDC são uma alternativa de transmissão de energia elétrica com ganhos significativos na operação e custos de investimento quando há a necessidade de transmitir montantes de potência elevados em longas distâncias. As tecnologias e soluções em CC incluem *Voltage Source Converter* (VSC) – HVDC, transformação de linhas CA para CC e sistemas multiterminais.

As tecnologias de armazenamento podem ser categorizadas em: química, elétrica, eletroquímica, mecânica, térmica e térmica, de acordo com o tipo de energia que atua como reservatório [5], [6]. Incluem sistemas com baterias (BESSs, do inglês *Battery Energy Storage Systems*), Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs), supercapacitores, hidrogênio etc. Características de algumas tecnologias de armazenamento como controlabilidade e rápido acionamento vêm sendo avaliadas como soluções para trazer flexibilidade ao sistema, por meio de suporte à infraestrutura de transmissão e de serviços ancilares.

A utilização de baterias no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) se encontra em estágio inicial, com algumas iniciativas, em meio às incertezas regulatórias, em função da ausência de previsão deste tipo de sistema [7]. Neste contexto, tem-se a Chamada Pública nº 021/2016 de Projetos de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Tomada de Subsídios nº 011/2020 (TS 011/2020) da ANEEL. Algumas companhias têm oferecido ESSs para consumidores finais das classes comercial ou industrial para aplicações customizadas, que normalmente têm como objetivo a redução da demanda e a melhoria da qualidade de energia [7].

O GLD é um dos serviços que pode agregar flexibilidade ao sistema, trazendo a participação do consumidor. O GLD considera o potencial de Micro e Minigeração distribuída (MMGD), a evolução das redes, o aproveitamento dos REDs, o papel desempenhado pelos agregadores e a flexibilidade para o sistema elétrico a partir da efetiva integração de REDs. As VPPs podem ser definidas como uma agregação de recursos como usinas baseadas em fontes renováveis, geração convencional, instalações de cogeração, ESSs e RD, que passam a ter visibilidade para os mercados de atacado de eletricidade e impulsionam a interação entre DSOs e TSOs [8].

Em [9], M. W. Davis observou os valores altamente conservadores das condições atmosféricas consideradas em relação ao cálculo de limites térmicos de projeto de linhas de transmissão (SLR, da sigla em inglês para *Static Line Ratings*). Tais condições, como pouco ou nenhum vento e altas temperaturas, podem ter probabilidade de ocorrência da ordem de 0,02%. Assim, propõe-se que os limites térmicos das linhas sejam calculados de forma dinâmica, em tempo real, o que equivale ao conceito de DLR, que considera o aumento destes limites na maior parte do tempo, mitigando congestionamentos e problemas de segurança da rede.

Por fim, o controle topológico é uma das medidas corretivas que podem ser adotadas para corrigir um problema no sistema, e envolve o chaveamento de elementos como linhas de transmissão, barramentos e elementos *shunt* [10]. Este pode ser mais um serviço de flexibilidade operativa a ser considerado.

3.0 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL NA REGULAÇÃO DE TECNOLOGIAS PARA SISTEMAS DE TRANSMISSÃO FLEXÍVEIS

3.1 COLÔMBIA

O Plano de Expansão da Transmissão desenvolvido pela *Unidad de Planeación Minero Energética* (UPME) apresenta as obras de expansão do sistema de transmissão, necessárias para o atendimento confiável e seguro da demanda elétrica a médio e longo prazo.

A Resolução CREG No. 098 de 2019 [11] tem como objetivo definir os processos para que as partes interessadas instalem Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEBs) com o propósito de mitigar inconvenientes resultantes da falta ou insuficiência de redes de transporte de energia do Sistema de Transmissão Nacional (STN), com tensões de operação iguais ou superiores a 220 kV, ou em um Sistema de Transmissão Regional (STR), com tensões de operação superiores a 57,5 kV e inferiores a 220 kV. A necessidade de instalação de um SAEB é identificada por um agente ou por parte da UPME, que pode recomendar sua instalação em uma lista complementar ao plano de expansão, informando os fatores a serem mitigados pela instalação do equipamento, a data de entrada em operação, a subestação e o nível de tensão aos quais o equipamento será conectado [11].

A UPME realiza o processo de seleção para contratar a empresa responsável pela implementação, operação e manutenção do SAEB durante o período de recebimento da receita anual esperada (IAE, da sigla em espanhol para *Ingreso Anual Esperado*). É feito um convite aberto em âmbito nacional e internacional, em condições de livre concorrência [11].

O contratado é responsável pela disponibilidade do SAEB para que opere nas condições requeridas nos períodos de carga e descarga, operações que são executadas de forma automática ou remotamente por meio do Centro Nacional de Despacho (CND) [12]. O contratado não é responsabilizado pelos efeitos advindos da liquidação comercial da energia consumida ou fornecida pelos SAEBs, sempre e quando sejam cumpridos os requisitos de eficiência mínima para tais sistemas [11].

Uma modificação introduzida pela Resolução CREG no. 193 de 2020 [13] estabeleceu que os FACTSs ou sistemas de compensação de reativos, dentre outros itens, são denominados de ampliações das instalações do STN, e para a sua implementação não será obrigatório recorrer a todos os procedimentos de seleção definidos na Resolução CREG no. 022 de 2001 [14]. Desta forma, os FACTSs podem ser implementados em instalações em operação ou projetos adjudicados por meio de processos de seleção para os quais já esteja firmada a resolução que oficializa o IAE de tais projetos. Ampliações das instalações do STN devem fazer parte do Plano de Expansão de Referência e, desta forma, podem ter sua execução não aprovada.

3.2 EUA

3.2.1 CAISO

O CAISO é um operador independente de sistema (ISO, da sigla em inglês para *Independent System Operator*) responsável pelo gerenciamento do fluxo de eletricidade de aproximadamente 80% do estado da Califórnia e de uma pequena parte do estado de Nevada. É responsável pela adequação de geração e carga e manutenção de valor consistente de frequência na rede, mesmo durante condições climáticas drásticas ou desastres naturais. Coordena 1080 plantas geradoras e uma rede com extensão de 41843 km em linhas de transmissão [15]. A produção anual é de 239 TWh, atendendo a 30 milhões de consumidores, tendo como meta atingir 60% da energia obtida a partir de fontes renováveis em 2030. A demanda de ponta foi de 44,3 MW em 2019 [16], [17].

As soluções de transmissão necessárias para assegurar a performance do sistema devem atender a todas as normas da *North American Electric Reliability Corporation* (NERC), aos critérios regionais do *Western Electricity Coordination Council* (WECC) e às normas de planejamento da transmissão do CAISO [18].

O plano de transmissão considera, com grande ênfase, o desenvolvimento de alternativas *non-transmission* com geração convencional e, em particular, recursos preferenciais tais como eficiência energética, RD, geração a partir de fontes renováveis e programas de armazenamento de energia. Tais alternativas não podem ser especificamente aprovadas como projetos ou elementos no plano geral de transmissão, porém, podem ser identificadas como medidas de mitigação preferenciais da mesma forma que soluções operacionais são frequentemente selecionadas ao invés de *upgrades* de transmissão [18]. As alternativas preferenciais também podem participar do mercado de serviços ancilares.

A elaboração do plano de expansão da transmissão requer interações com as agências estaduais *California Energy Commission* (CEC) [19] e *California Public Utilities Commission* (CPUC) [20] para a obtenção de dados-chave e alinhamento sobre as premissas referentes à previsão de demanda e à expectativa de desenvolvimento da oferta de eletricidade [18]. O CAISO não tem um mercado de capacidade centralizado; ao invés disto, baseia-se em um programa de *Resource Adequacy* (RA) estabelecido pela CPUC com o objetivo de prover capacidade suficiente de geração. As *Load-serving Entities* (LSEs) são responsáveis pela contração de serviços de capacidade acima da demanda esperada para a sua região de atuação, a cada mês [21].

Algumas tendências-chave indicadas no plano de expansão da transmissão 2019-2020 [82] são: refinamentos no modelamento do despacho de ESSs; recebimento de propostas de projetos de ESSs como soluções de transmissão; a discussão em conjunto com os *stakeholders* sobre a possibilidade de os ESSs, contratados como um custo regulado de *service transmission asset*, ou *Storage as a Transmission Asset* (SATA), obterem receita no mercado de

eletricidade, quando não necessários para a confiabilidade do sistema, e a avaliação de projetos de armazenamento em locais selecionados para estudos detalhados levando em conta que, se apropriados, no processo de contratação podem ser considerados como recursos locais de capacidade baseados em mercado por meio dos processos de aquisição da CPUC.

O CAISO, a CPUC e a CEC publicaram, em 13 de janeiro de 2021, o relatório final de causa raiz dos impactos sobre o setor elétrico devido a interrupções do fornecimento durante a onda extrema de calor em meados de agosto de 2020 [22]. Os resultados da análise delineiam ações que podem ser tomadas para evitar ou minimizar os impactos aos consumidores atendidos, com recomendações de implementação imediata, de curto prazo e de mais longo prazo relacionadas ao planejamento de recursos, à contratação e às práticas de mercado, com várias delas iniciadas. As conclusões do trabalho indicaram que os principais fatores causadores das interrupções no fornecimento foram: a onda extrema de calor experimentada no oeste dos EUA, induzida pelas mudanças climáticas, que resultou em uma demanda de eletricidade maior do que a RA existente e maior do que as metas de planejamento; a ausência de garantia de recursos suficientes para atender a demanda nas primeiras horas da noite por meio da RA e do processo de planejamento, e algumas práticas de mercado no *Day-ahead Market* (DAM) que agravaram os desafios de fornecimento sob condições de elevado estresse do sistema.

3.2.2 PJM

O PJM é uma *Regional Transmission Organization* (RTO) responsável pela coordenação do mercado de eletricidade de atacado no todo ou em partes dos estados Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia e West Virginia, mais o Distrito de Columbia. O PJM gerencia a rede de alta tensão de modo a garantir sua confiabilidade no fornecimento de eletricidade a mais de 65 milhões de pessoas e operando mercados competitivos de energia, capacidade (RPM, da sigla em inglês para *Reliability Pricing Model*) e serviços ancilares [23], [24]. A *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) é a principal agência reguladora com jurisdição sobre as atividades do PJM [21], [25].

O planejamento da expansão da transmissão é denominado de *Regional Transmission Expansion Plan* (RTEP), com horizonte de 15 anos, publicado anualmente [26], e leva em conta *drivers* como: linhas de transmissão no limite de carregamento; conexão de novos geradores ao sistema de transmissão; políticas públicas envolvendo o impacto sobre os requisitos estaduais de energia renovável; RD; eficiência energética; descomissionamento de geradores, e alteração de combustíveis, como a importante transição de carvão para Gás Natural (GN) [27]. O RTEP determina em detalhes as alterações necessárias no sistema de transmissão em um horizonte de 5 anos, e, após este período, faz projeções das alterações com maior probabilidade de ocorrência no horizonte de até 15 anos [28].

O RTEP se vale dos *inputs* dos *stakeholders* e das políticas públicas, dos critérios de planejamento da transmissão e seus *drivers* de melhorias para a proposição do plano de expansão que, uma vez aprovado em Conselho, passa para a fase de implementação. Os critérios incluem planejamento de confiabilidade, eficiência de mercado, *FERC Form no. 715* (critérios locais de planejamento dos *Transmission Owners* (TOs)) e projetos suplementares. As instalações objeto das *baseline upgrades* são todas aquelas operando em tensão maior ou igual a 100 kV sob o controle operacional do PJM [26].

O critério de confiabilidade do sistema de transmissão é de uma expectativa de perda de carga (LOLE, do inglês *Loss of Load Expectation*) máxima de um evento de carga maior do que a capacidade disponível a cada 25 anos (1/25). Sob o ponto de vista de capacidade da geração, a LOLE máxima estabelecida corresponde, em média, a um evento de carga maior do que capacidade disponível a cada 10 anos (1/10) [29].

Soluções baseadas em RD são introduzidas e modeladas no processo do RTEP como resultados de leilões [26]. Os recursos são contratados com antecedência de três anos, e o modelo de remuneração é do tipo *pay-for-performance*, pelo qual os recursos são acionados sob demanda durante emergências do sistema. Caso não apresentem a performance esperada, os respectivos agentes estarão sujeitos a um pagamento de valores significativos como penalidades [30].

A FERC, por meio da *Order No. 1000 de 21 de julho de 2011*, estabeleceu como obrigações do PJM oferecer oportunidades, por meio de um processo de solicitação competitivo, a TOs existentes e a novos empreendedores de transmissão para a submissão de propostas de projetos, e considerar alternativas de transmissão no RTEP [31].

A geração a GN é elegível para o mercado de capacidade, e sua capacidade instalada excede em grande monta a das usinas a carvão. Conforme dados do RTEP de 2019, as usinas a GN buscando direitos de interconexão de capacidade compunham 35 GW de capacidade instalada, que correspondem a 43% do total de geração na *new services queue*, cuja liderança é de projetos de geração a partir da fonte solar [29].

Os projetos com FACTSs do tipo SVC e STATCOM implantados a partir do planejamento de baseline do RTEP totalizam um custo estimado de USD 335,66 milhões. Tais projetos foram implementados nos sistemas de 7 TOs nas sub-regiões Oeste Sul e Mid-Atlantic [32].

Os REDs participantes do mercado de atacado do PJM compõem um montante de capacidade instalada de, aproximadamente, 2 GW, com tendência de crescimento, tendo em sua maior parte capacidade instalada de 2 MW a 20 MW, com predominância de geração por meio da fonte solar. Os REDs não participantes do mercado de atacado têm capacidade instalada menor do que 2 MW e, tipicamente, são utilizados para a redução da demanda de consumidores, como painéis fotovoltaicos sobre telhados, cujo potencial de crescimento é expressivo; por este motivo, o PJM tem ajustado sua metodologia de previsão de carga [33].

Em um olhar para o futuro, o PJM considera o tratamento da capacidade dos recursos intermitentes, a resiliência da infraestrutura como a capacidade de reduzir a magnitude e/ou duração de eventos disruptivos [29] e a incorporação de recursos de SATA no RTEP. Atualmente, um ESS pode participar dos mercados de energia, capacidade e/ou serviços ancilares do PJM como um *Energy Storage Resource* (ESR) [34]. Destaca-se também a iniciativa para avaliar o potencial de microrredes no mercado de atacado.

3.2.3 INICIATIVAS DE VPPS NOS EUA

A seguir são apresentadas iniciativas de VPPs nos EUA que ilustram o potencial deste modelo de negócios, com benefícios sistêmicos e para as agentes envolvidos:

- *Programa ConnectedSolutions* [35]: agregação de BESSs do tipo *Powerwall* para criar um recurso de armazenamento de energia em larga escala, para uso durante a demanda de ponta, nos estados de Massachussets e Rhode Island;
- *BESSs a serem instalados behind-the-meter (BTM) pela Nexus Renewables* [36]: agregação de 27 MW / 108 MWh de BESSs instalados em consumidores comerciais e industriais, no estado da Califórnia;
- *VPPs compostas por BESSs mais Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) – Sweet Energy, Inc.* [37], [38]: baseadas em 14000 BESSs (200 MWh) associados a GDFV (100 MW) instalados em consumidores residenciais e comerciais sem custo inicial para os consumidores, gerando receita a partir de serviços das VPPs para o sistema elétrico, com atuação na região de quatro *utilities*, não informadas;
- *Resi-Station, VPP com 550 MW de capacidade agregada com base em RD residencial – OhmConnect* [36]: investimento de subsidiária do Google na *startup* OhmConnect e em consumidores residenciais na Califórnia para a instalações de dispositivos controláveis;
- *VPP com 20 MW de BESSs mais GDFV instalados em residências – Sunrun* [36]: prestação de serviços de rede na Califórnia, propensa a blecautes, oferecendo maior resiliência no fornecimento de eletricidade para os consumidores e a prestação de serviço de redução da demanda de ponta para a rede;
- FERC abre os mercados para REDs [36]: A FERC sancionou os REDs como um player nos mercados de eletricidade de energia, capacidade e serviços ancilares. Os REDs incluem GDFV, BESSs, VEs, aquecedores de água controláveis, ar-condicionado, *smart appliances* etc.;
- *REDs atuando como VPPs para o CAISO para redução dos blecautes na Califórnia no verão de 2020* [36]: REDs contribuíram para a redução dos blecautes ocorridos na Califórnia durante as onda de calor extrema do verão de 2020, com a entrega de centenas de MW de redução de demanda durante as horas críticas;
- *Portland General Electric (PGE) implementa VPP com BESSs em 525 residências* [36]: os consumidores residenciais participantes receberão compensação por permitir o controle de suas baterias pela PGE para serviços de rede como capacidade, regulação de frequência, postergação de investimentos em rede, arbitragem de preços e controle de reativos;
- *VPP pioneira no estado de Vermont* [36]: frota de 2564 *Powerwalls* da Tesla implementada em consumidores, o que acresceu até 13 MW de flexibilidade de capacidade.

3.3 OUTROS PAÍSES

Em Portugal, o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transmissão de Eletricidade (PDIRT-E) tem buscado um alinhamento entre seus projetos mais relevantes e o *Ten Year Network Development Plan* (TYPD) em âmbito europeu, considerando: soluções em HVDC; incentivo às redes inteligentes (*smart grids*), e metas como a redução de 20% nos níveis de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) em relação a 1990, o aumento de 20% na eficiência do consumo e a penetração de 20% de fontes renováveis no consumo energético final da União Europeia [39]. Dadas as características do sistema elétrico do país, as tecnologias de FACTSs são avaliadas de modo

circunscrito aos casos em que a principal finalidade seja o reforço do controle dinâmico de tensão. Como temas que se pretende acompanhar estão o potencial de RD como recurso para o planejamento do sistema e a interação entre os sistemas de distribuição e transmissão [40].

Na Espanha, o operador do sistema *Red Eléctrica de España* (REE) [41] propôs um conjunto de novas ações que se enquadram nos diferentes tipos de mecanismos de gestão da demanda existentes, relacionadas à flexibilidade, modulação e às redes inteligentes. A RD e os ESSs são avaliados como recursos para equilibrar o funcionamento do sistema por meio de serviços ancilares, com previsão de desenvolvimento de agregadores independentes.

A Alemanha está experimentando um crescimento contínuo na produção de energia renovável e o descomissionamento de usinas existentes, fatos que têm ocasionado alterações na cadeia de suprimento de energia elétrica, com desafios para a manutenção da estabilidade da rede. Pequenos consumidores e produtores estão aderindo ao modelo de Geração Distribuída (GD), totalizando mais de 1,5 milhões de instalações solares fotovoltaicas e 30000 turbinas eólicas. Há um total de 4650 km de novas linhas de transmissão com entrada em operação prevista até 2025, incluindo quatro interligações Norte-Sul em HVDC. Em conjunto com o processo de expansão acelerada da rede de transmissão, são introduzidas inovações no sistema como forma de postergação de novas obras, tais como monitoramento térmico, tecnologias FACTSs para otimização do fluxo de potência, além da previsão de inovações futuras como *smart grid control*, *grid booster* com sistemas de baterias e *Power-to-X* [42], [43].

A França está engajada no processo de transição energética com base no projeto de lei energia-clima, em apreciação pelo Parlamento francês, que compromete o País a ser neutro em carbono até 2050. No que diz respeito ao setor de energia elétrica, esses documentos se apoiam no desenvolvimento dramático das energias renováveis como eólica *onshore* e *offshore* e solar fotovoltaica, e em uma política de intensificação do uso de eletricidade significativamente descarbonizada na mobilidade, na construção e na indústria, além da produção de hidrogênio. Neste contexto, busca-se um caminho de exploração e inserção de recursos de rede como forma de limitar a necessidade de ampliações, por meio de um plano de implantação de controladores de área, ferramentas de monitoramento de linha e protocolos de comunicação de alto desempenho, parte de uma abordagem de rede inteligente em larga escala. O nível de implantação economicamente eficiente para soluções de armazenamento e RD residencial, industrial e territorial tende a aumentar de aproximados 3 GW atuais para cerca de 9 GW até 2030, com possível revisão para baixo se a demanda projetada for menor ou se as usinas de energia nuclear forem descomissionadas mais lentamente.

Na Austrália, a rede de energia compreende as torres de transmissão, subestações, postes, fios e tubulação e pode ser considerada como rede de suprimento de gás e eletricidade. Essa infraestrutura é gerenciada por um conglomerado de empresas governamentais e privadas, responsáveis pela segurança e confiabilidade de suprimento de energia. No final de 2017 havia mais de 50 projetos eólicos e solares de grande porte em escala comercial em construção ou com início previsto, representando mais de 5300 MW de nova geração. Tem havido um enorme crescimento em GDFV doméstica. Com base no Plano do Sistema Integrado 2020 (ISP), depreende-se que a capacidade de produção de GD duplique ou mesmo triplique no horizonte 2040. Espera-se que os consumidores residenciais, industriais e comerciais continuem a investir fortemente na GDFV, com um interesse crescente em BESSs e GLD, com potencial de fornecimento de 13% a 22% do consumo anual total de energia até 2040, o que exigirá práticas e protocolos de gestão dedicados e apoiados por investimentos necessários na rede de distribuição, bem como alterações de regras, regulamentos e normas. Para acomodar a natureza variável de GD em larga escala baseada em fontes renováveis, novos recursos flexíveis e despacháveis serão necessários, tais como UHRs, ESSs em elevada monta, BESSs distribuídos, VPPs e outras participações do lado da demanda. Os novos geradores a GN podem desempenhar um papel mais importante, a depender do preço deste combustível. É necessário que a concepção do mercado recompense o valor crescente da flexibilidade e da despachabilidade na complementação e fixação da geração variável e na prestação de serviços de segurança para o sistema.

4.0 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou o resultado de uma pesquisa bibliográfica sobre modelos internacionais de planejamento do sistema de transmissão com tecnologias flexíveis.

A abrangência do trabalho permitiu identificar tecnologias viabilizadoras, metodologias de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão e formas de participação de tecnologias flexíveis como recursos para o planejamento e operação segura e confiável do sistema elétrico, de acordo com a experiência internacional.

No contexto da crescente participação das fontes renováveis na matriz elétrica, do papel mais ativo do consumidor verificado pelo ganho de escala na geração descentralizada, da importância de RD para a flexibilidade e a segurança operativa em diferentes mercados e da evolução no uso de sistemas de armazenamento, fica evidente a necessidade de uma reavaliação da metodologia de planejamento dos sistemas de transmissão e da regulação no Brasil para que se incorpore ao leque de opções convencionais alternativas *non-transmission* como as baseadas em eletrônica de potência, os ESSs, os REDs e a integração TSOs e DSOs, além de opções no âmbito operacional, como DLR e controle de topologia.

Dentre os *drivers* de planejamento da transmissão identificados na experiência internacional pode-se destacar a garantia dos níveis estabelecidos de confiabilidade, a eficiência econômica, o atendimento a políticas públicas para incremento do uso de fontes renováveis e a participação dos recursos pelo lado da demanda. Novos modelos de negócios podem ser desenvolvidos neste contexto, como a incorporação de equipamentos flexíveis como ativos regulados dos sistemas de transmissão, mecanismos de RD, agregação de REDs respondendo a comandos do operador, uso dos ESSs e os mercados de serviços ancilares.

As tecnologias e soluções abordadas representam oportunidades de avaliação e inclusão de novas opções ao planejamento da transmissão, incorporando flexibilidade e opções de atendimento à confiabilidade, levando em conta a razoabilidade de custos, que pode ser suportada por mecanismos competitivos de planejamento e pela possibilidade de participação dos recursos flexíveis nos mercados de atacado, por vezes com a implementação de novos modelos de negócios.

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).

8.0 REFERÊNCIAS

- [1] H. Pourbabak, T. R. Nudell, and W. Su, “An Efficient Algorithm for Dispatch of Modular FACTS devices in Transmission Planning,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2019-Augus, pp. 0–4, 2019, doi: 10.1109/PESGM40551.2019.8973921.
- [2] R. M. Zavadil, “Comparative performance of smart wires SmartValve with EHV series capacitor: implications for sub-synchronous resonance (SSR),” 2018. [Online]. Available: https://www.smartwires.com/technical-papers/EnerNex_SSR_Whitepaper.pdf.
- [3] F. H. Gandoman *et al.*, “Review of FACTS technologies and applications for power quality in smart grids with renewable energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. September 2017, pp. 502–514, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.062.
- [4] 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).
- [5] EASE, “Energy Storage. Technologies.” <https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/> (accessed Sep. 27, 2020).
- [6] European Commission, “Study on energy storage - Contribution to the security of the electricity supply in Europe,” 2020. [Online]. Available: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a6eba083-932e-11ea-aac4-01aa75ed71a1>.
- [7] EPE, “Sistemas de Armazenamento em Baterias. Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. N. EPE-DEE-NT-098/2019-r0,” 2019. [Online]. Available: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nt-sistemas-de-armazenamento-em-baterias-aplicacoes-e-questoes-relevantes-para-o-planejamento>.
- [8] S. M. Nosratabadi, R. A. Hooshmand, and E. Gholipour, “A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 341–363, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.025.
- [9] M. W. Davis, “A new thermal rating approach: The real time thermal rating system for strategic overhead conductor transmission lines -- Part I: General description and justification of the real time thermal rating system,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 96, no. 3, pp. 803–809, 1977, doi: 10.1109/T-PAS.1977.32393.
- [10] A. A. Abou EL Ela and S. R. Spea, “Optimal corrective actions for power systems using multi-objective genetic algorithms,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 5, pp. 722–733, 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2008.10.007.
- [11] CREG, *Resolução No. 098 de 2019. 30 Ago. 2019.* 2019.
- [12] CREG, “Glosario de terminos.” <https://www.creg.gov.co/glosario-de-terminos> (accessed Nov. 08, 2020).
- [13] CREG, *Resolução No. 193 de 2020. 8 Oct. 2020.* 2020.
- [14] CREG, *Resolução CREG nº 022 (20 Feb. 2001). Por la cual se modifican e incorporan las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-051 de 1998, modificada por las Resoluciones CREG- 004 y CREG-045 de 1999, mediante las cuales se aprobaron los principios gene.* Colombia, 2001.
- [15] CAISO, “The ISO grid.” <http://www.caiso.com/about/Pages/OurBusiness/The-ISO-grid.aspx> (accessed Nov. 01, 2020).
- [16] CAISO, “ISO at-a-glance,” 2018. <https://www.caiso.com/Documents/CaliforniaISO-GeneralCompanyBrochure.pdf> (accessed Nov. 20, 2020).
- [17] CAISO, “2019 Annual Report on Market Issues & Performance,” 2019. [Online]. Available: <http://www.caiso.com/Documents/2019AnnualReportonMarketIssuesandPerformance.pdf>.
- [18] CAISO, “2019-2020 Transmission Plan. March 25, 2020. Board Approved,” 2020. [Online]. Available:

- <http://www.caiso.com/Documents/ISOBoardApproved-2019-2020TransmissionPlan.pdf>.
- [19] CEC, "California Energy Commission." <https://www.energy.ca.gov/> (accessed Oct. 22, 2020).
 - [20] CPUC, "California Public Utilities Commission." <https://www.cpuc.ca.gov/> (accessed Oct. 22, 2020).
 - [21] J. Brewer, S. Lin, M. Prica, R. Wallace, P. Shirley, and C. E. Logan, "Power Market Primers. April 30, 2019. DOE/NETL-2019/2059. Rev. 01," 2019. [Online]. Available: [https://netl.doe.gov/projects/files/Power Market Primers Rev 01.pdf](https://netl.doe.gov/projects/files/Power%20Market%20Primers%20Rev%2001.pdf).
 - [22] CAISO, CPUC, and CEC, "Final Root Cause Analysis. Mid-August 2020 Extreme Heat Wave. January 13, 2021," 2021. [Online]. Available: <http://www.caiso.com/Documents/Final-Root-Cause-Analysis-Mid-August-2020-Extreme-Heat-Wave.pdf>.
 - [23] PJM, "Who We Are." <https://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are.aspx> (accessed Oct. 30, 2020).
 - [24] PJM, "PJM at a Glance." <https://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/pjm-at-a-glance.ashx> (accessed Nov. 20, 2020).
 - [25] PJM, "How PJM interacts with FERC." <https://learn.pjm.com/pjm-structure/governance/how-pjm-interacts-with-ferc.aspx#:~:text=FERC is the principal regulatory,by the Office of Enforcement> (accessed Nov. 20, 2020).
 - [26] PJM, "PJM Manual 14B: PJM Region Transmission Planning Process. Revision: 48. Effective Date: October 1, 2020." 2020.
 - [27] PJM, "Regional Transmission Expansion Planning." <https://learn.pjm.com/three-priorities/planning-for-the-future/rtep.aspx> (accessed Dec. 19, 2020).
 - [28] PJM, "Planning." <https://pjm.com/planning> (accessed Dec. 14, 2020).
 - [29] PJM, "Regional Transmission Expansion Plan (RTEP) 2019," 2020. [Online]. Available: <https://www.pjm.com/~media/library/reports-notices/2019-rtep/2019-rtep-book-1.ashx?la=en>.
 - [30] PJM, "Capacity Market (RPM)." <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/capacity-markets.aspx> (accessed Dec. 14, 2020).
 - [31] PJM, "PJM Manual 14F: Competitive Planning Process. Revision: 5. Effective Date: April 10, 2020." 2020.
 - [32] PJM, "Project Status & Cost Allocation." <https://www.pjm.com/planning/project-construction> (accessed Dec. 16, 2020).
 - [33] PJM, "The Many Types of Distributed Energy Resources, Common and Obscure," 2019. <https://insidelines.pjm.com/the-many-types-of-distributed-energy-resources-common-and-obscure/> (accessed Dec. 23, 2020).
 - [34] J. Goldberg, "Storage As A Transmission Asset (SATA)." 2020, [Online]. Available: <https://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/pc/2020/20200310/20200310-item-09-storage-as-a-transmission-asset.ashx>.
 - [35] F. Lambert, "Tesla Powerwall owners can now earn up to \$1,000 per year with National Grid's virtual power plant," *Electrek*, 2019.
 - [36] J. Spector, "10 Victories for Virtual Power Plants in 2020," *Greentech Media*, 2020.
 - [37] Business Wire, "Swell Energy Announces Capital Partnership to Deploy Portfolio of Virtual Power Plants Comprised of 14,000 Distributed Energy Storage Systems," *Business Wire*, Los Angeles, 2020.
 - [38] J. St. John, "Swell Readies \$450M in Financing for Solar-Plus-Battery Virtual Power Plants," *Greentech Media*, 2020.
 - [39] REN, "PDIRT. Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Electricidade 2012-2017 (2022). Julho de 2011," 2011. [Online]. Available: [https://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PlanoInvestimentoRNT/PDIRT 2012-2017 \(2022\)/PDIRT 2012-2017 \(2022\) - Julho 2011.pdf](https://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PlanoInvestimentoRNT/PDIRT%202012-2017%20(2022)/PDIRT%202012-2017%20(2022)%20-%20Julho%202011.pdf).
 - [40] 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>.
 - [41] REE, "Red Eléctrica de España." <https://www.ree.es/en> (accessed Oct. 19, 2020).
 - [42] Netz Entwicklungs Plan Strom, "Grid Development Plan 2030 (2019), second draft," 2019. doi: 10.4324/9780203334973_chapter_8.
 - [43] Netz Entwicklungs Plan Strom, "Network Development Plan (NEP)." <https://www.netzentwicklungsplan.de/en/front> (accessed Oct. 17, 2020).

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) 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.

(4) 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.

(5) 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.

(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.