



Grupo de Estudo de Aspectos Empresariais e de Gestão Corporativa e da Inovação e da Educação e de Regulação do Setor Elétrico-GEC

ASPECTOS REGULATÓRIOS A SEREM CONSIDERADOS NA INTEGRAÇÃO DE FONTES SOLARES E DE RECURSOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

**TATIANE MORAES PESTANA CÔRTEZ (1); LARISSA LUIZE DE FARIA CARDOSO (1);
ONS (1);**

RESUMO

A crescente implantação de fontes renováveis de energia de natureza intermitente, propicia novos desafios para o planejamento e a operação dos sistemas elétricos e, conseqüentemente, para os mercados de eletricidade. Para possibilitar a superação desses desafios no que se refere ao sistema elétrico brasileiro, é imprescindível tornar essas fontes de energia mais robustas para suportar as perturbações advindas do sistema elétrico e, por outro lado, buscar o aprimoramento da regulamentação do setor elétrico, para viabilizar, em termos operacionais e econômicos, os serviços e requisitos necessários. Este trabalho apresenta uma breve contextualização da inserção específica de fontes solares e de recursos de armazenamento de energia no sistema elétrico brasileiro e propõe medidas regulatórias, no âmbito da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), que permitam a implementação das ações requeridas para superação destes desafios.

PALAVRAS-CHAVE

Armazenamento de energia, Energias Renováveis, Regulamentação Brasileira, Solar fotovoltaica.

1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro foi estruturado a partir da exploração do potencial hidráulico do país e das usinas termoelétricas. Nos últimos anos, houve crescimento elevado de instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul do país, aumentando a importância dessa fonte de geração para o atendimento ao mercado e possibilitando a classificação do SIN como sistema hidro-termo-eólico, ainda com predominância de usinas hidrelétricas.

Do ponto de vista energético, o aumento da inserção no SIN de fontes de renováveis de energia, principalmente eólica e solar, traz benefícios para o sistema elétrico brasileiro, haja vista sua produção anual razoavelmente previsível e, no caso específico da geração eólica, há uma alta complementaridade de seu comportamento sazonal com o regime hidrológico da maioria das bacias hidrográficas do país.

Por outro lado, do ponto de vista elétrico, o advento dessas fontes causa impacto significativo no desempenho do sistema. As fontes eólicas e solares possuem geração intermitente, o que significa grande variabilidade na disponibilidade de recursos, podendo comprometer a confiabilidade do sistema.

A volatilidade das fontes eólica e solar revela-se desafiadora à estabilidade do sistema elétrico brasileiro, em função das consequências sobre o equilíbrio instantâneo da oferta e da demanda de energia elétrica. Este desafio torna-se tão maior quanto mais elevado é o grau de participação destas fontes no sistema elétrico.

Quanto à produção de energia, destaca-se que a relação do rendimento das células fotovoltaicas com a temperatura vem sendo estabelecida como diretamente dependente de fatores como o nível de irradiação, velocidade do vento, temperatura ambiente e parâmetros físicos característicos de cada tecnologia, conforme (1). Considerando isso, a região Nordeste do Brasil apresenta um diferencial positivo na combinação dos fatores que viabilizam um maior aproveitamento real do recurso solar e eólico, uma vez que apresenta altos níveis de irradiação solar na superfície com temperaturas ambientais amenizadas pela incidência de ventos da região.

2.0 - FONTES SOLARES

A exploração da fonte solar para geração de energia elétrica se dá principalmente por meio de duas tecnologias: a heliotérmica (termossolar), que tem como princípio básico a utilização de superfícies espelhadas que refletem e concentram a irradiação solar direta para convertê-la em energia térmica a partir da qual se gera vapor d'água que irá acionar um ciclo Rankine¹; e a fotovoltaica, que faz uso de elementos semicondutores fotossensíveis que convertem a irradiação solar em uma diferença de potencial.

A tecnologia heliotérmica ainda se mostra pouco atrativa economicamente e, portanto, com menor utilização, porém apresenta como vantagens a possibilidade de armazenamento da energia suficiente para assegurar a disponibilidade de plena potência ao sistema elétrico por até 12 horas após o pôr do sol e uso de geradores síncronos convencionais, com aumento dos requisitos de inércia e de nível de curto-circuito da área.

Já a tecnologia fotovoltaica, cada vez mais atrativa economicamente, depende efetivamente da presença da radiação solar e gera energia em corrente contínua, o que requer o uso de conversores para conexão à rede elétrica. Os principais fatores com efeito sobre a eficiência da conversão dos módulos fotovoltaicos são a temperatura ambiente e a intensidade da irradiação solar incidente sobre a célula.

Considerando o estado de desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica, suas condições econômicas mais competitivas e a previsão do aumento de integração de plantas fotovoltaicas ao sistema de elétrico brasileiro, o presente trabalho tem como foco a fonte solar por meio desta tecnologia.

A energia elétrica de origem fotovoltaica apresenta particularidades que a distingue de outros tipos de fonte, como: inexistência de partes girantes, ausência de inércia e a geração de energia em períodos previsíveis, com possíveis intermitências provocadas por sombreamento de nuvens.

O montante de geração de energia elétrica produzido por tecnologia fotovoltaica depende da Irradiação Global Horizontal (GHI), das intermitências provocadas por sombreamento de nuvens e pela ocorrência de eclipses do sol. Além disso, os períodos de curvas ascendentes e descendentes da geração solar são muito mais previsíveis do que os da geração eólica, o que permite uma preparação antecipada das medidas operativas a serem definidas na programação da operação e executadas na operação em tempo real do sistema.

2.1 Implantação de parques solares no Brasil

O Brasil ainda não figura no ranking mundial de capacidade instalada de geração solar, porém dados de outubro de 2018 da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR mostram que, no ano de 2017, o país foi o décimo na escala mundial que mais investiu em energia solar fotovoltaica (0,9 GW), sendo os estados de Minas Gerais, Rio Grande do Sul, São Paulo, Santa Catarina e Paraná que lideraram a implantação de geração solar fotovoltaica distribuída. Ainda conforme ABSOLAR, até 2022 a estimativa de investimentos privados a serem feitos nesse segmento é da ordem de 21 bilhões de reais.

De acordo com o Plano da Operação Energética (PEN) 2018/2022 (2), elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, é previsto um crescimento na capacidade instalada de geração solar no país de 282,1% entre os períodos de 2017 e 2022, conforme Tabela 1.

¹ Ciclo termodinâmico que representa o processo de geração de energia a partir do vapor d'água.

Tabela 1 – Evolução da Matriz de Energia Elétrica (MW) (1)

Tipo	2017		2022		Crescimento 2017-2022	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica (1)	105.406	67,8	114.395	65,6	8.989	8,5
Nuclear	1.990	1,3	1.990	1,1	-	0,0
Gás/GNL	12.597	8,1	15.641	9,0	3.044	24,2
Carvão	3.138	2,0	3.420	2,0	282	9,0
Biomassa	13.623	8,8	13.829	7,9	206	1,5
Outros (2)	779	0,5	950	0,5	171	22,0
Óleo combustível	4.732	3,0	5.018	2,9	286	6,0
Eólica	12.309	7,9	15.373	8,8	3.064	24,9
Solar	952	0,6	3.638	2,1	2.686	282,1
Total	155.526	100	174.254	100	18.728	12,0

OBS: (1) A contribuição das PCHs e da Compra da UHE Itaipu está considerada na parcela "Hidráulica".

(2) A parcela "Outros" se refere a outras usinas térmicas com CVU.

Dados da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL de abril de 2019 (3), indicam 2.470² empreendimentos de geração de energia solar fotovoltaica em operação no Brasil, totalizando 2.105,252 MW de potência outorgada, com grande concentração nos estados da região Norte, Nordeste e no estado de Minas Gerais, e 17 empreendimentos em construção, dos quais acrescentarão 426,234 MW de potência na matriz energética brasileira. Ainda, segundo (2), a fonte solar representa atualmente 1,209 % da capacidade instalada na matriz elétrica brasileira.

Para a implantação dos parques solares fotovoltaicos pelo território brasileiro deve-se observar o potencial de irradiação solar nas regiões. Nesse contexto, cabe destacar que a região semiárida, que compreende o norte de Minas Gerais e a área central do Nordeste, possui boa radiação solar durante todo ano.

Assim como as demais fontes de energia renováveis, a operação de usinas solares fotovoltaicas não emite gases poluentes para a atmosfera. Porém, do ponto de vista da operação do SIN, não é possível programar a geração solar como uma outra planta de geração de energia, ou seja, essa fonte não pode ser considerada como uma planta de geração despachada, e sim como uma redução previsível na demanda.

No Brasil, geralmente, a geração de energia por fonte solar atinge o seu valor máximo de disponibilidade no período entre 9 e 15 horas, ou seja, no patamar de carga média, sendo nula nos períodos de carga pesada, que ocorre normalmente entre 19 e 21 horas (1). Nos meses de verão, a demanda máxima ocorre normalmente no período entre 13 e 15 horas, justamente quando se verifica a máxima disponibilidade da geração de origem solar. Tendo em vista essa característica, os maiores requisitos de demanda ocorrem nos períodos de carga pesada quando os recursos de origem solar são nulos.

Nesse contexto, torna-se muito relevante uma previsão acurada de geração solar para que o ONS assegure o suprimento de energia de forma segura e confiável. Um modelo de previsão mais preciso ajuda a operação a lidar com a intermitência da fonte solar, que apresenta curvas de geração com rampa ascendente acentuada no período de 06h às 08h da manhã e descendente no período entre 15h e 17h, diminuindo a margem de erro das previsões diárias, aumentando assim a segurança operativa do sistema.

3.0 - MEIOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O aumento da inserção de fontes de energia renováveis intermitentes no SIN implica em energia disponível no sistema não necessariamente quando há demanda. Assim, para maior segurança da rede, torna-se fundamental a utilização de tecnologias de armazenamento de energia para o controle da potência liberada pelas fontes solares e eólicas, para o controle do fluxo nas linhas de transmissão, bem como para a manutenção dos níveis dos reservatórios hidráulicos.

Atualmente, existem diversas tecnologias de armazenamento de energia, classificadas de acordo com a forma de energia a ser armazenada, sendo mecânica, eletroquímica/química, térmica e elétrica (ver Figura 1).

² Esse total apresentado no sistema BIG da ANEEL inclui tanto empreendimentos de produtores independentes de energia quanto empreendimentos objeto de registro por microgeradores.

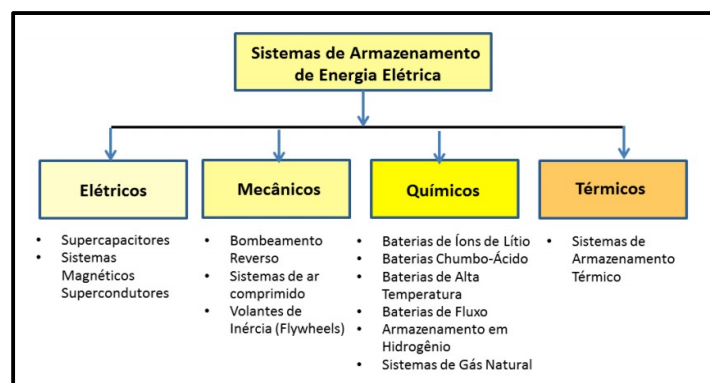


FIGURA 1 - Tecnologias de sistemas de armazenamento de energia – Fonte: ABAQUE (4)

O bombeamento hidráulico é um exemplo de tecnologia mecânica de armazenamento de grandes quantidades de energia em centrais hidroelétricas reversíveis, possui uma aplicação de caráter sistêmico, e podem armazenar energia por longos períodos, dependendo apenas do tamanho (potência) e da quantidade de turbinas/geradores.

Os acumuladores elétricos, comumente denominados de baterias, também são utilizados como meio de armazenamento de energia, sendo objeto de muitas pesquisas e investimentos em desenvolvimento, pois podem oferecer soluções de armazenamento confiáveis, seguras e operacionalmente simples. As baterias apresentam como vantagens o armazenamento elevado de montante de energia por unidade de peso, o preço, que vem decaindo ao longo do tempo, e a aplicação maior em nível local por conta da baixa capacidade de armazenamento.

Os supercapacitores são exemplos de tecnologia elétrica de armazenamento de energia, que possuem como características rápido ciclo de carga e descarga com elevada eficiência nesse processo (maior do que 95%), longo ciclo de vida útil, se comparado a baterias, baixa toxicidade dos materiais usados em sua fabricação e baixo peso. Como são sistemas capazes de armazenar energia por curtos períodos de tempo para suprir picos de potência instantânea, sua utilização pode ser acoplada a sistemas com baterias para aumentar a vida útil das mesmas (4). Entretanto, o elevado custo dos supercapacitores por *Watt* ainda é um empecilho para uma maior utilização.

Existem ainda as “Turbinas a Gás mais Baterias” que são caracterizadas como equipamentos elétricos híbridos e representam uma evolução dos meios de armazenamento. Esse sistema combina uma turbina e um sofisticado software de gestão de potência, que permite controlar a descarga da bateria com o tempo da rampa de geração da turbina a gás. Assim, na queda repentina de uma geração intermitente, a bateria descarrega a energia armazenada ao mesmo tempo que a turbina a gás inicia sua geração até atingir a geração plena, compensando a queda da geração intermitente.

Segundo a Agência Internacional de Energia (5), a capacidade mundial instalada em tecnologias de armazenamento no ano de 2017 foi de 4,5 GW, excluindo-se o armazenamento por bombeamento hidráulico em usinas reversíveis. Ainda de acordo com Agência Internacional de Energia, o crescimento dessas tecnologias, dominado pelas baterias, foi liderado pela Ásia.

3.1 Implantação de meios de armazenamento de energia no Brasil

No Brasil ainda se encontra em fase de estudos e avaliação a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro, com alguns projetos em andamento.

A Usina Hidroelétrica de Bariri, situada na região Sudeste do país, é considerada um exemplo de projeto de sistema de armazenamento de energia implementado junto à uma usina hidroelétrica de grande porte conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O projeto, que nasceu no contexto de um programa de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL, utiliza baterias de íons de lítio com capacidade de estocar 161,4 kW, e com capacidade de expansão para 1 MW. Esse sistema de baterias permite armazenar energia do gerador auxiliar da usina e despachar essa energia em horários de alta demanda da rede, além de fornecer suporte à regulação de tensão e frequência, serviços importantes para a segurança do sistema elétrico.

Os principais entraves para a ampliação da presença do armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro são o custo das novas instalações e o marco regulatório. Apesar dos custos ainda elevados, as instalações de armazenamento de energia parecem cada vez mais ser uma alternativa viável para novas adições à capacidade de geração do SIN no qual se prevê um aumento significativo da geração solar fotovoltaica nos próximos anos e o crescimento continuado da geração eólica.

O acoplamento de soluções de armazenamento de energia, sobretudo a usinas solares e usinas eólicas, é uma forma de mitigar a variabilidade dessas plantas e equilibrar o balanço “geração e carga” no SIN, na medida em que depressões na curva de produção de energia podem ser compensadas com a energia pré armazenada.

A integração de geração solar e de geração eólica num mesmo sítio apresenta vantagens para a operação do sistema, cabendo destacar: o compartilhamento da rede de conexão e de transmissão e o aproveitamento das complementariedades das curvas de geração de energia solar e eólica.

4.0 - REGULAMENTAÇÃO VIGENTE

4.1 Integração de Centrais Solares Fotovoltaicas

Para a implantação de centrais solares fotovoltaicas no Brasil, os proprietários destas instalações devem cumprir a regulamentação específica quanto ao acesso ao sistema de transmissão ou de distribuição, quanto à contratação do uso do respectivo sistema e quanto à integração ao SIN destas instalações, bem como a legislação ambiental e as etapas do processo de licenciamento junto ao órgão ambiental competente previamente à liberação para implantação e operação do empreendimento.

Dentre os normativos vigentes relativos ao acesso ao sistema de transmissão e de distribuição, à contratação do uso do sistema de transmissão e à integração de unidades geradoras, destacam-se:

- Resolução ANEEL nº 281/1999, que estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão de energia elétrica;
- Resolução Normativa ANEEL nº 67/2004, que estabelece, dentre outras providências, os critérios para a composição da Rede Básica do SIN;
- Resolução Normativa ANEEL nº 68/2004, que estabelece, dentre outras providências, os procedimentos para acesso e implementação de reforços nas Demais Instalações de Transmissão (DIT), não integrantes da Rede Básica, e para a expansão das instalações de transmissão de âmbito próprio, de interesse sistêmico, das concessionárias ou permissionárias de distribuição;
- Resolução Normativa ANEEL nº 506/2012, que estabelece as condições de acesso ao sistema de distribuição por meio de conexão a instalações de propriedade de distribuidora;
- Resolução Normativa ANEEL nº 666/2015, que regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão e a forma de estabelecimento dos encargos;
- Resolução Normativa ANEEL nº REN 676/2015, que estabelece, dentre outras providências, os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de centrais geradoras fotovoltaicas.
- Resolução Normativa ANEEL nº 583/2013, que estabelece os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica.

O detalhamento das regras para acesso ao sistema de distribuição é estabelecido nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. O presente informe técnico restringe-se à regulamentação para a conexão de centrais solares fotovoltaicas ao sistema de transmissão.

No que se refere à conexão de centrais solares ao sistema de transmissão, além dos normativos apresentados, devem ser atendidos os Procedimentos de Rede, que são documentos que estabelecem as regras para a operação das instalações de transmissão da Rede Básica do SIN, os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão, detalham as atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, a contratação dos serviços de transmissão, bem como as ações para a coordenação e o controle da operação do sistema.

4.1.1 Atendimento aos Procedimentos de Rede

Após a obtenção de autorização junto ao Poder Concedente, o proprietário da central solar fotovoltaica solicita ao ONS um parecer de acesso que viabilizará a conexão e o uso das instalações de transmissão. Para tal, devem ser cumpridas as etapas e prazos estabelecidos no Submódulo 3.3 *Solicitação de Acesso*. O parecer de acesso

analisa a capacidade disponível do sistema de transmissão para atender o acessante (proprietário da central solar fotovoltaica) e manter o atendimento aos demais agentes dentro dos requisitos de segurança, qualidade e confiabilidade, definidos nos Procedimentos de Rede.

Além disso, o proprietário de centrais solares fotovoltaicas conectadas à Rede Básica do SIN celebra, para cada empreendimento autorizado, o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) no qual consta a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). A celebração do CUST deve ocorrer em até 90 (noventa) dias após a emissão do Parecer de Acesso, ficando sujeito a novas condições de acesso se não cumprir essa etapa no prazo mencionado. Por meio desse contrato, esse novo agente setorial assume responsabilidade pelo cumprimento dos Procedimentos de Rede e pelo custeio do sistema de transmissão, conforme estabelecido no Submódulo 15.4 *Administração dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão*.

Para a implantação e operação de centrais geradoras fotovoltaicas conectadas às instalações de transmissão do SIN, devem ser atendidos os requisitos descritos no Submódulo 3.6 *Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*, entre eles indicadores de qualidade de energia quando conectados a instalações de responsabilidade de transmissora, operação em regime de tensão e frequência não nominal, geração e absorção de potência reativa, suportabilidade instabilidade de tensão e a sobretensões e subtensões dinâmicas, bem como verificar se há superação da capacidade de equipamentos ou necessidade de ajustes de parâmetros de proteção e controle.

Os agentes proprietários de centrais fotovoltaicas também são responsáveis pelos estudos de avaliação do impacto da nova central no sistema, além de analisar possíveis efeitos que o sistema possa provocar sob suas instalações e tomar ações corretivas nesses casos.

Previamente à realização de testes de energização e à entrada em operação comercial, o proprietário de uma central solar fotovoltaica deve atender aos requisitos e às etapas estabelecidas no Submódulo 24.2 *Integração de Agente de Geração ao Sistema Interligado Nacional*, no que diz respeito principalmente à implantação do sistema de medição para faturamento, à implantação do sistema de supervisão e controle e dos recursos de telecomunicação, à realização de campanha de qualidade de energia, ao atendimento à recomendações de estudos pré-operacionais e/ou de acesso, e à preparação das instalações para operação pelo ONS. Caso a energia produzida por essa central seja comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização da Energia Elétrica – CCEE, o proprietário deve também atender às Regras de Comercialização.

4.2 Integração de Meios de Armazenamento de Energia

No que se refere aos meios de armazenamento de energia, a regulamentação brasileira ainda não estabelece regras para sua implantação. Porém, em julho de 2016 foi lançada pela ANEEL uma Chamada Pública de Projeto Estratégico em P&D, denominado “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”, com o objetivo da proposição de arranjos técnicos e comerciais para avaliação e inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro, com cronograma final de execução para 28/06/2021, buscando também criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica, propriedade intelectual (patentes) e infraestrutura de produção nacional.

Devido ao referido Projeto de P&D Estratégico, a ANEEL aprovou, em 28 de março de 2017, por meio do Despacho nº 864, avaliações iniciais de 11 propostas de projetos nesse tema e outras 12 propostas foram aprovadas com recomendações, submetidas no âmbito da Chamada Pública. O investimento aprovado para estes projetos foi em torno de R\$ 406 milhões, com capacidade aprovada de 15 MWh e 11,8 MW em plantas de armazenamento, 804 profissionais e pesquisadores envolvidos, com prazo de até 48 meses para conclusão (6).

Adicionalmente, encontra-se prevista na Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2019-2020 (7), a realização de consulta pública em 2020, para um estudo prospectivo e de viabilidade em relação às questões regulatórias para inserção no SIN de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis e usinas híbridas.

5.0 - PROPOSTAS DE APRIMORAMENTOS NA REGULAMENTAÇÃO VIGENTE

No cenário atual de elevada inserção das fontes renováveis intermitentes na matriz energética brasileira é importante ressaltar a necessidade de evolução da regulamentação de forma a viabilizar ganhos em termos do aproveitamento das complementariedades da produção de energia elétrica por meio destas fontes e da controlabilidade dessa geração, bem como o uso racional da capacidade disponível no sistema de transmissão e/ou distribuição.

Somam-se a esse cenário, os desafios para a disponibilidade de recursos adequados para operação segura e

confiável do sistema elétrico, para a mitigação dos impactos sobre o sistema devido à perda rápida e significativa de geração dessas fontes, para definição de requisitos suficientes de reserva de potência e para garantia de performance adequada dessas gerações visando reduzir o impacto sobre o SIN.

Diante disso, deve-se considerar a importância das tecnologias de armazenamento de energia, devido ao seu potencial para compensar a intermitência das fontes de geração, para reduzir as emissões dos gases do efeito estufa, para reduzir a demanda por geração de energia no horário de ponta, para reduzir ou substituir investimento em geração, transmissão ou distribuição, e para o incremento da confiabilidade na operação do sistema, o que aumentaria a segurança e a disponibilidade do suprimento energético.

Nesse contexto, uma proposta é a viabilização da implantação de parques com fontes solares e eólicas e recursos de armazenamento de energia num mesmo sítio, com compartilhamento físico e contratual da infraestrutura de conexão e acesso ao sistema de transmissão.

Para a viabilização desse arranjo, no qual há acoplamento de mais de uma fonte de geração com recurso de armazenamento, é fundamental que seja aperfeiçoada a atual forma de acesso ao sistema elétrico e de contratação do montante de uso, de forma a permitir que seja contratada a capacidade de uso da rede de transmissão ou de distribuição não pelo somatório das potências nominais de cada usina, uma vez que nesta configuração há possibilidade de controlar a potência liberada pelo conjunto.

Adicionalmente, o aprimoramento da regulamentação pode considerar a adoção de tecnologia de armazenamento de energia no mesmo sítio dos parques "híbridos" de forma a minimizar o *curtailment* elétrico, que ocorre quando a capacidade do sistema de transformação/conexão é menor que a soma das potências nominais das fontes de geração existentes no parque, levando ao corte de geração, e de forma a evitar a aplicação de penalidade por ultrapassagem no montante de uso do sistema de transmissão ou distribuição.

É fundamental também que sejam previstas regras para o caso da combinação de fontes ocorrer num momento posterior à sua implantação, quando uma das fontes já estiver construída e contratada. Nesses casos, torna-se fundamental rever o cálculo de margem do sistema para confirmar a disponibilidade do ponto de conexão, além dos mecanismos de apuração e liquidação de energia, especialmente se existirem cláusulas de dedicação exclusiva da usina (caso de Leilões de Energia de Reserva), bem como a garantia física desse novo parque (8).

6.0 - CONCLUSÃO

Diante da elevada inserção de fontes renováveis de energia, de natureza intermitente, na matriz energética brasileira, e considerando o avanço mundial da utilização de meios de armazenamento de energia, torna-se imprescindível a análise, sob o ponto de vista regulatório, de quais aprimoramentos são necessários para a melhor inserção desses recursos em nosso sistema.

Os meios de armazenamento de energia têm um papel especial para acomodar o excedente de energia que não pôde ser consumido no momento de sua geração, tornando possível o controle do fluxo de potência nas redes de distribuição e de transmissão, aumentando assim a estabilidade do sistema e a segurança do suprimento de energia.

A implementação de meios de armazenamento de energia no SIN deve levar em consideração pontos de estrangulamento das redes de distribuição e transmissão, com vistas à redução dos congestionamentos provocados pela geração intermitente, bem como uma análise econômica que avalie se os investimentos requeridos para a implantação desses dessas tecnologias são viáveis quando comparados com os custos de expansão da rede de transmissão.

Nesses casos, a implantação de baterias, como meios de armazenamento de energia integrados a parques eólicos e solares, pode aumentar a eficiência desses parques, trazendo maior competitividade aos mesmos, reduzindo o montante de uso do sistema, bem como o investimento na expansão da rede. Além disso, é possível obter outros ganhos para a operação do sistema, tais como redução no montante de energia não gerada pelo parque e diminuição da variabilidade da potência gerada, suprimindo energia quando a geração estiver indisponível, possibilitando assim um maior controle da potência liberada por esses parques.

Para que o sistema elétrico se aproprie dessas vantagens, é fundamental que sejam realizados aprimoramentos na regulamentação vigente de forma a possibilitar a implantação de parques híbridos (solar e/ou eólica mais baterias) com o devido aproveitamento das características técnicas que tornam essa solução eficiente do ponto de vista de flexibilidade operativa.

Diante da previsão de tratamento regulatório pela ANEEL, no biênio 2019-2020, da inserção de sistemas de

armazenamento de energia e da implantação de usinas híbridas, ressalta-se a importância de uma ampla discussão do assunto com todas as entidades envolvidas, previamente às alterações nas normas e regras vigentes, para identificação e análise de aspectos (operativos, contratuais e comerciais) advindos da integração de múltiplos recursos num mesmo ponto de conexão do sistema.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) SIMIONI, T. e SCHAEFFER, R. - Análise do impacto da temperatura para o aproveitamento do potencial solar fotovoltaico do Brasil – XXIV SNTPEE SEMINÁRIO DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CB/GPT/08, 2017.

(2) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ons. Relatório RE DPL – REL -0236/2018 - Plano da Operação Energética 2018/2022 (PEN 2018) – Sumário Executivo.

(3) Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, acessado em 29/04/2019.

(4) Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia – ABAQUE. Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil. Disponível em <http://abaque.com.br/index.php/biblioteca-digital/>.

(5) International Energy Agency - IEA. Energy storage tracking clean energy progress. Disponível em <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>.

(6) Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Desafios do setor elétrico brasileiro e a regulamentação na era digital.

(7) Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Agenda regulatória ANEEL para o biênio 2019-2020. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel>.

(8) Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Usinas híbridas. Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. EPE-DEE-NT-011/2018-R0. 11/06/2018.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Tatiane Moraes Pestana Côrtes – Formada em engenharia elétrica com ênfase em eletrotécnica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 2002. Mestre em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ em 2010, Pós-Graduada em Sistemas Integrados de Gestão pela COPPE/UFRJ em 2002 e Pós-Graduada em Aspectos Institucionais do Setor Elétrico pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 2012. Trabalhou com consultoria no Grupo de Produção Integrada da COPPE/UFRJ na área de gestão de processos de 1999 a 2003, tendo ingressado em 2004 no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS como Engenheira Pleno e atualmente é Engenheira Sênior 2 na Gerência de Relacionamento com Agentes e Assuntos Regulatórios do ONS.



Larissa Luize de Faria Cardoso – Formada em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Goiás (UFG) em 2012. Pós-Graduada em Projeto, Execução e Controle em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Pós-Graduação (IPOG) em 2002. Trabalhou com consultoria energética e representação de agentes de geração junto ao ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), na Enerwatt Engenharia Ltda., entre 2009 e 2015, tendo ingressado em 2015 no ONS como Trainee de engenharia elétrica, e atualmente é Engenheira de Sistema de Potência Júnior na Gerência de Relacionamento com Agentes e Assuntos Regulatórios.