

A concentração de GD ocasiona impactos técnicos para o sistema elétrico que precisam ser considerados para que se possa maximizar o aproveitamento dessas fontes. Por exemplo, no caso de Minas Gerais, que conta com 1,4 GW de GD instalada em novembro de 2021 pode ser observado o esgotamento do sistema de alta tensão para acomodação de novas injeções e desafios adicionais para viabilização técnica de empreendimentos em função da capacidade de acomodação das redes de média tensão e transformadores 138kV - 13,8kV. Nos casos dos transformadores, muitos já se apresentam com capacidade nominal igual ao montante de injeção proveniente de mini GD, fazendo com que a solução de conexão dependa da ampliação da transformação. Em alguns pontos esse esgotamento chega até a rede básica, como é o caso de SE Jaíba 230kV/138kV.

Outro impacto relevante refere-se à elevação considerável da tensão com a massiva inserção de GD no sistema de distribuição, provocando violações dos limites superiores estabelecidos. Essa condição é agravada tendo em vista a inexistência de previsão regulatória que possibilite o estabelecimento de um fator de potência para operação da GD, ainda que observando a faixa estabelecida nos Procedimentos de Distribuição. Assim as análises de acesso da GD pelas distribuidoras não podem considerar sua capacidade de controle de tensão o que acaba por resultar em um elenco maior de obras para conexão. A utilização de equipamentos como reguladores de tensão para minimização da sobretensão ocasionada pela GD não deve ser considerada, tendo em vista que a variação da injeção anula a eficácia de sua atuação além de reduzir a vida útil do equipamento em função da quantidade excessiva de comutações. Cabe ressaltar que, caso houvesse anuência regulatória para a responsabilização da mini GD pelo controle de tensão em sua área de abrangência, seria imprescindível haver monitoramento permanente dessa grandeza através de um canal de comunicação confiável.

Do ponto de vista dos sistemas de armazenamento, observa-se que diversos países ao redor do mundo, principalmente na Europa e América do Norte, vêm desenvolvendo projetos e testando diferentes tipos de tecnologias de sistemas de armazenamento, com estágio avançado de desenvolvimento e aplicação. No Brasil, apesar do elevado potencial hidroelétrico e de no passado ter investimentos em usinas reversíveis, ainda é bastante tímida a presença de sistemas de armazenamento de energia no país. Entretanto, com o crescimento expressivo de geração distribuída no Brasil nos últimos anos, diversas oportunidades de resolução de problemas relacionado a variação da geração das fontes geradoras, incertezas de clima e consumo eficiente de energia se mostram como potenciais aplicação para os sistemas de armazenamento.

Com o recente desenvolvimento de tecnologias químicas de baterias para os sistemas de armazenamento, essa abordagem tem se tornado comum e devido ao avanço científico e tecnológico obtido, hoje já é possível ter grandes potências de armazenamento, capazes de suportar desde pequenas unidades consumidoras até sistemas inteiros de distribuição. De forma a antecipar as tendências naturais de implementações de tecnologias no país, a ANEEL considerou estratégico a implementação pública de projetos de “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”, pela chamada 21/2016, convocando as partes interessadas a apresentarem projetos de pesquisa e desenvolvimento – P&D de forma a estudar este ativo que deve ser inserido no sistema elétrico nos próximos anos.

Nesse contexto, houve vários projetos de pesquisa aprovados, e para exemplificar, como resultado de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento conduzido pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), já foi instalado um sistema de armazenamento de energia através de baterias com capacidade de 1,2MW-1,3MWh, juntamente a uma usina fotovoltaica de 0,549 MW pico no município de Uberlândia – MG. De forma semelhante aos resultados já obtidos na Cemig, diversos outros projetos estão sendo desenvolvidos no Brasil e a expectativa é que nos próximos anos haverá muitos outros sistemas de armazenamento instalados no sistema elétrico brasileiro.

Agora, verificou-se em 2020 que o total de emissões associadas à matriz energética brasileira atingiu 398,3 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (Mt CO₂-eq), sendo a maior parte (179,8 Mt CO₂-eq) gerada no setor de transportes, de acordo com os dados do Balanço Energético Nacional 2021 [2]. Nesse cenário, a introdução de veículos elétricos (VEs) no sistema energético nacional é importante devido ao esforço mundial para mitigação de emissões de gases de efeito estufa (GEE), bem como para o atendimento dos compromissos firmados pelo Brasil junto ao Acordo de Paris, ratificados com a meta de reduzir em 50% a emissão de gases poluentes até 2030. Além disso, do ponto de vista da rede elétrica, os veículos podem ser vistos também como dispositivos de armazenamento de energia, o que permitiria o uso de suas baterias para operações bidirecionais em conjunto com a rede elétrica.

As perspectivas de crescimento dos veículos elétricos no país provocam o avanço da regulação para que seja permitida a injeção de energia através de estratégias de V2G (Vehicle-to-grid) e V2H (Vehicle-to-home). A atuação de tais estratégias associadas a VEs conectados à rede elétrica requer uma análise das interações entre estes veículos e o sistema elétrico, tais como desequilíbrio e flutuações de tensão, perdas elétricas, sobrecarga em linhas e transformadores, bem como aspectos de qualidade da energia.

Com isso, o uso de conversores inteligentes em sistemas de geração distribuída, armazenamento de energia e estações de recarga de veículos elétricos podem contribuir para que as grandezas elétricas do sistema de distribuição permaneçam dentro de padrões normativos, e assim sendo, é preciso que a regulação considere estes aspectos e

estabeleça as exigências necessárias para a operação adequada dos recursos energéticos distribuídos e das redes ativas de distribuição.

2.0 GESTÃO INTEGRADA EM TEMPO REAL DOS RED

2.1 – Desafios da operação da rede de distribuição face à elevada penetração de RED

A rede de distribuição vem passando por inúmeros avanços tecnológicos desde o início dos anos 2000 buscando alcançar a visão de uma rede elétrica inteligente (do inglês, *smart grid*), sendo que o estágio atual de desenvolvimento da rede de distribuição é denominado de rede ativa de distribuição. Uma rede ativa de distribuição incorpora vários aspectos de uma smart grid incluindo: medição inteligente, dispositivos de automação e controle do fluxo de potência da rede, capacidade de integração de recursos energéticos distribuídos e incorporação de microrredes. No entanto, muitas destas tecnologias trazem inúmeros desafios, principalmente no que tange a integração de RED e microrredes.

Os RED contemplam a geração distribuída, os sistemas de armazenamento de energia, os veículos elétricos e os sistemas de gerenciamento pelo lado da demanda, ou seja, diversos dispositivos que não necessariamente são de propriedade das concessionárias, mas que podem individualmente ou coletivamente influenciar nos parâmetros de operação da rede ativa de distribuição. Diversos destes equipamentos podem estar conectados diretamente a rede ativa de distribuição ou ainda formar microrredes, mas o importante é que a maioria destes equipamentos atualmente utilizam inversores inteligentes com capacidade de comunicação e controle da injeção / absorção de potência na rede. Com isso, os RED podem controlar os parâmetros elétricos de uma rede ativa de distribuição, porém para isso necessita-se de inteligência de controle operacional, quer seja centralizada ou distribuída [3].

Outros aspectos relevantes estão relacionados com as questões regulatórias e de mercado, pois a integração destes RED na rede ativa de distribuição carece de regulação especializada para determinação de parâmetros para subsidiar a operação do sistema, bem como observa-se a influência direta no mercado consumidor da concessionária, podendo inclusive inviabilizar a operação e gestão da área de concessão.

Nesse mesmo sentido, depreende-se que para viabilizar a integração dos RED e aproveitar dos benefícios que os mesmos podem trazer para a rede ativa de distribuição é preciso uma nova plataforma de supervisão e controle, pois os atuais sistemas de supervisão e controle estão focados em monitorar a saída do alimentador e alguns poucos dispositivos de chaveamento (religadores) ao longo do alimentador de distribuição.

2.2 - Supervisão e controle de RED conectados à rede

O controle e a operação de recursos energéticos distribuídos têm por objetivo aumentar a qualidade e a confiabilidade da energia elétrica fornecida e minimizar/mitigar os possíveis impactos causados por tais recursos na rede de distribuição. Para tanto, pode-se identificar pelo menos duas abordagens de controle e operação: a abordagem local (distribuída) e a abordagem centralizada. Muitas vezes, por falta de uma infraestrutura de telecomunicações, algumas implementações optam pelo controle local dos inversores dos RED [4]. Nessa abordagem, por exemplo, caso o inversor perceba localmente um nível elevado de tensão na rede, automaticamente ele absorve energia reativa de forma a procurar restabelecer o nível normal de tensão. Quando o inversor detecta que a frequência está elevada, este pode reduzir a injeção de energia ativa para ajudar no reestabelecimento da frequência nominal. Já, na abordagem centralizada, uma plataforma de software operando com o suporte de uma infraestrutura de telecomunicações permite monitorar e controlar os diversos RED conectados na rede, de forma individual ou agrupados, a partir do centro de operação da distribuição.

Essa plataforma de software, conhecida por DERMS (do inglês, *Distributed Energy Resource Management System*) possibilita as seguintes funcionalidades:

1. Cadastro, localização e identificação de RED conectados à rede de distribuição;
2. Identificação da capacidade nominal e monitoramento da potência real dos RED em tempo real;
3. Monitoramento do fluxo de potência ativa e reativa dos RED;
4. Exibição dos dados e das curvas de geração das fontes de geração distribuída em base histórica;
5. Previsibilidade de geração de fontes de geração distribuída fotovoltaicas, a partir de dados de previsão meteorológica obtidos de sistemas externos;
6. Despacho de fluxo de potência ativa e reativa das fontes despacháveis e dos sistemas de armazenamento;
7. Agendamento e monitoramento de operações planejadas;

8. Programação, execução e monitoramento de serviços ancilares, a partir do controle remoto dos inversores das fontes de geração distribuída e sistemas de armazenamento: controle de tensão, controle de fluxo de reativo e corte de pico (*peak-shaving*);
9. Monitoramento e controle dos RED em operações de ilhamento intencional ou não intencional;
10. Notificações e alarmes das fontes de geração e sistemas de armazenamento;
11. Controle de autenticação e log de eventos; e
12. Manutenção de dados históricos de geração e operação dos RED.

2.3 – Caso de aplicação – SIGRED da CEMIG

Especificamente, o sistema de distribuição da CEMIG tem sido impactado pela progressiva conexão de geração distribuída. Atenta a esse contexto, a empresa está implementando algumas iniciativas para possibilitar a interconexão, integração e gerenciamento de Recursos Energéticos Distribuídos em sua rede. Esse caso de aplicação, resultante do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL P&D D649 – Sistema de Gerenciamento de Recursos Energéticos Distribuídos, executado pela CEMIG, FITec, Concert e consultoria da Vrinda, apresenta uma metodologia para a integração dos RED dispersos na rede de distribuição de energia ao Centro de Operação da Distribuição (COD), de forma que tais recursos possam ser monitorados e controlados, a partir de uma plataforma de software denominada SIGRED (Sistema Integrado de Gerenciamento de Recursos Energéticos Distribuídos), a qual tem o objetivo de aumentar a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia e, concomitantemente, minimizar ou mitigar os principais impactos causados por esses recursos na rede de distribuição.

A plataforma de software DERMS, fornecida pela Schneider Electric, foi implantada como parte de um projeto piloto para controle de recursos energéticos distribuídos instalados em um alimentador real da rede de distribuição da Cemig-D. A Figura 2 apresenta a arquitetura geral da solução, na qual se observa que o DERMS instanciado no COD da CEMIG, através de uma infraestrutura de telecomunicações, se comunica com os dois sistemas de armazenamento de energia (BESS, do inglês Battery Energy Storage System) e com a Usina Fotovoltaica (UFV) instalada no teto do estádio de futebol Governador Magalhães Pinto (Mineirão).

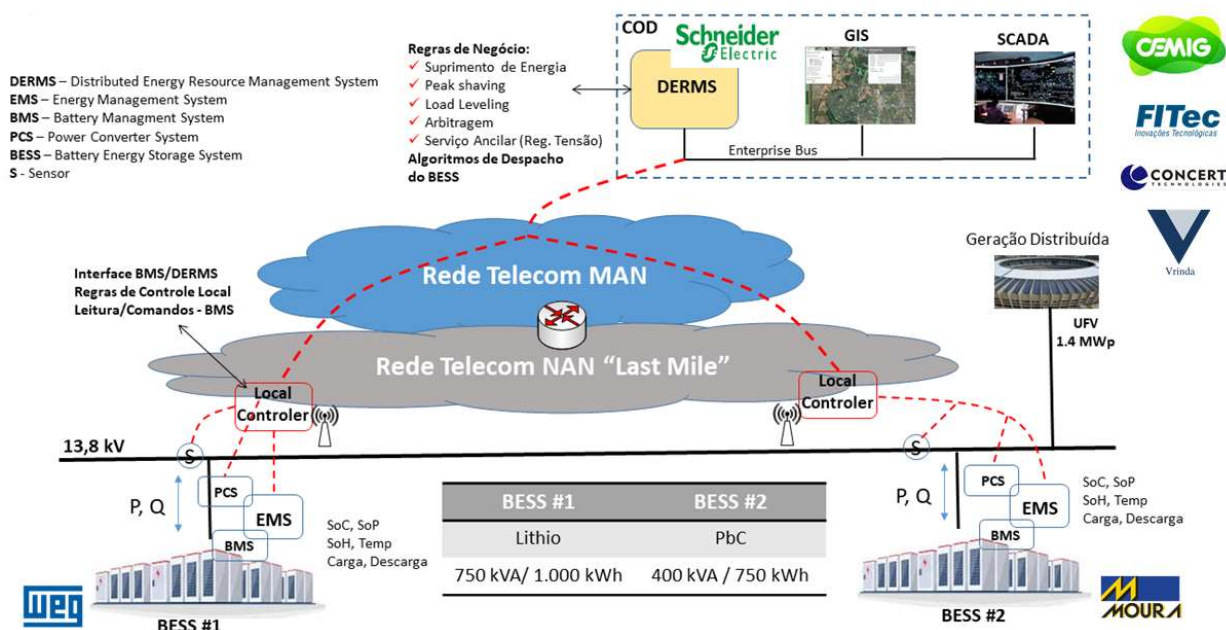


Figura 2- Diagrama da arquitetura da solução SIGRED

São considerados três RED conectados ao alimentador: UFV Mineirão, BESS de tecnologia de íons de Lítio, com capacidade de 750 kVA/1.000 kWh fornecido pela Weg e BESS de tecnologia de chumbo-carbono, com capacidade de 400 kVA/750 kWh fornecido pela Moura. A UFV Mineirão já está presente no alimentador, enquanto a instalação dos BESS está prevista para o final de 2021.

A Figura 3 apresenta uma tela operacional do DERMS durante a execução de um teste de ilhamento, no qual parte das cargas desenergizadas devido a uma contingência na rede de distribuição é alimentada pelo sistema de armazenamento. Nesse caso, o operador do sistema de distribuição, assim que identificar a situação de contingência pode seccionar o circuito e energizá-lo a partir do despacho do sistema de armazenamento. A ilha formada deve ser compatível com a capacidade de potência do BESS e a energia disponível das baterias determinarão a autonomia

frente à dinâmica das cargas atendidas. Nesse caso o sistema de armazenamento foi capaz de suprir energia a 15 consumidores trifásicos por um tempo de 6:46 horas.

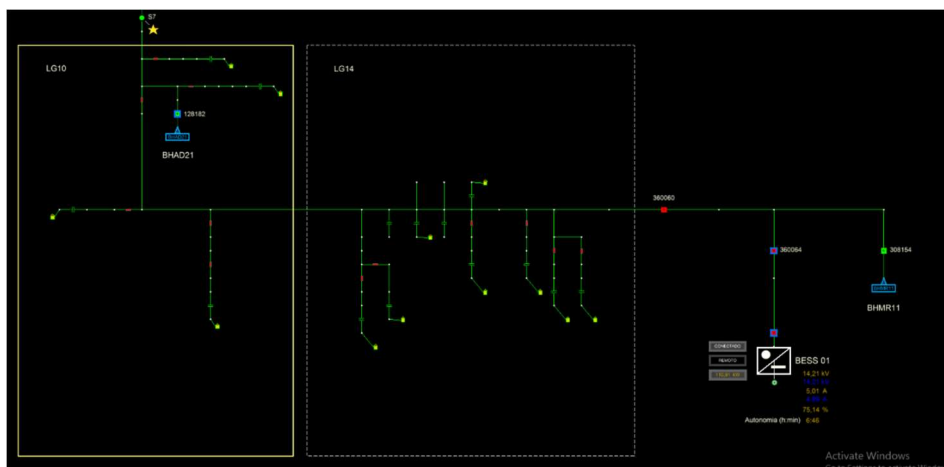


Figura 3 - Formação de Ilha com Sistema de Armazenamento

3.0 AVANÇOS NECESSÁRIOS EM REGULAÇÃO, NORMAS E EQUIPAMENTOS

A implementação dos recursos energéticos distribuídos representa uma mudança de paradigma para as operadoras de energia, consumidores e prossumidores. Por representar uma ruptura de modelo, as suas amplas potencialidades somente serão viabilizadas com a implementação de um novo modelo regulatório, envolvendo novas atribuições de cada um dos atores do processo: regulador, distribuidora, fabricante de equipamentos, prestadores de serviços e consumidores, bem como da adequada remuneração pelos serviços prestados por cada um destes.

O sistema regulatório brasileiro possui similaridades ao modelo norte-americano, onde agências reguladoras são a autoridade governamental responsável por exercer domínio sobre uma determinada área de atividade humana ou setor da economia. Neste modelo, a agência reguladora gerencia o licenciamento de atividades e realiza a sua regulação, tendo poderes de definição da forma de tarifação, regulamentos técnicos, controle de qualidade de equipamentos no que tange à atividade relacionada, assim como realizar o controle de mercado.

Os EUA implementaram esse modelo de forma completa e com atribuições bem definidas. Por exemplo, tudo o que tange às telecomunicações ou que possam provocar impacto a esta atividade envolvem Federal Communication Commission (FCC). Logo, caso um equipamento tenha potencial de emitir alguma radiação eletromagnética que interfira nas comunicações, independente se o equipamento se destina ao setor de telecomunicações, o mesmo deve passar por testes e ser aprovado pela FCC. Por isso, todos os conversores de energia chaveados em alta frequência devem ser aprovados em testes de compatibilidade eletromagnética. Da mesma forma, caso um equipamento tenha interface com o setor elétrico, ele também deve atender aos requisitos da Federal Energy Regulatory Commission (FERC), que por sua vez possui seu programa de certificação de equipamentos para os requisitos que impactam na sua atuação.

O modelo regulatório brasileiro foi implementado de forma incompleta, o que causa dificuldades tecnológicas e mercadológicas em alguns setores. A Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel) somente tem prerrogativas legais para avaliar a conformidade de emissão eletromagnética de equipamentos de telecomunicações. Já a Aneel não tem a prerrogativa legal nenhuma para avaliar a conformidade de qualquer equipamento, mesmo que eles possam impactar diretamente no sistema elétrico. Nos casos em que as agências não possuem atribuição legal, cabe ao Instituto Nacional de Metrologia e Qualidade Industrial (Inmetro) essa função, mesmo que este não possua domínio tecnológico no assunto. Por esse motivo, coube ao Inmetro a regulação dos equipamentos do setor de recursos energéticos distribuídos, mesmo em temas como aspectos de segurança do usuário, que é sua competência, quanto de compatibilidade com as redes elétricas e com as telecomunicações, que são objeto da Aneel e Anatel, respectivamente.

Esta estrutura assimétrica cria limbos regulatórios e conflitos de competências que geram dificuldades para o setor de recursos distribuídos. Por não ter prerrogativa legal para certificação e regulação de equipamentos, a Aneel praticamente não possui corpo técnico destinado a avaliação dos equipamentos e não se mostra interessada em se envolver no tema. Por isso, a Resolução Aneel 482/2012 foi concebida com mínimos requisitos técnicos, tendo outorgado a regulação dos equipamentos ao INMETRO. Além disso, a norma técnica de compatibilidade com a rede (NBR 16149) foi concebida pela ABNT sem qualquer coordenação da agência. Por esse motivo, a comissão teve que adaptar os requisitos das normas internacionais sem que houvesse subsídios técnicos para avaliação da sua

aplicabilidade ao sistema elétrico brasileiro, uma vez que Aneel, que poderia prover essas informações, não se envolveu nos processos.

Esse modelo não se mostrou crítico quando a penetração de recursos energéticos distribuídos era insignificante. Contudo, a inserção da geração distribuída já se mostra considerável e os impactos na rede de distribuição já começam a aparecer. O ONS apresentou o estudo ONS DPL-RE-0317/2020 “Evolução dos requisitos técnicos necessários para potencializar a inserção de geração distribuída sem impactos adversos à estabilidade do sistema interligado nacional”, no qual discute os riscos de eventuais blecautes no sistema elétrico caso os REDs não sejam imunes à tais perturbações. Embora a Aneel devesse coordenar as ações necessárias para garantir soluções regulatórias as estas questões, ela não o fez até o momento (2021). Este tema está sendo parcialmente contemplado porque o ONS buscou atuar diretamente junto aos comitês de revisão da ABNT NBR 16149 e ao Comitê Técnico de Equipamento de Energia Solar do INMETRO para inclusão de requisitos nos regulamentos vigentes que estão em revisão que garantam solução futura para essa questão.

Por fim, a regulamentação atualmente vigente no INMETRO apenas exige a avaliação de conformidade de inversores com potência até 10kW. Apesar desse limite possivelmente ser ampliado para 75kW, ainda haverá uma grande faixa de equipamentos que serão conectados às redes brasileiras sem a devida avaliação de conformidade. Mercados mais maduros exigem que todos os equipamentos sejam ensaiados para evitar problemas técnicos futuros.

Logo é preciso mudar este modelo regulatório, pois tende a responder de forma muito lenta às demandas do setor, bem como causar assimetrias técnicas e econômicas. Caso seja aprovado o Projeto de Lei 5829/2009, o novo Marco Legal da Micro e Mini Geração Distribuída, haverá um prazo curto para a Aneel implementar novas funcionalidades dos recursos energéticos distribuídos, tal como a remuneração por serviços ancilares. Contudo, isso demanda a concepção de um conjunto de requisitos técnicos, como equipamentos para interface entre as unidades consumidoras e as distribuidoras de energia, que possuam uma forma de realizar a tarifação, a integração de informações e passagem de parâmetros. Considerando que é o regulador do setor, cabe à Aneel definir minimamente questões importantes deste modelo, como os parâmetros as serem passados entre unidade consumidora e distribuidora, os protocolos de comunicação e os comandos externos possíveis. Um regulamento com todos os detalhes envolvendo estes processos, formas de realizar conexões e especificações de equipamentos deveria ser desenvolvido pela Aneel e possivelmente incluído nos Procedimentos de Distribuição (Prodist). Somente a partir de algumas definições maiores é que a ABNT terá subsídios técnicos completos para a criação normas técnicas para os equipamentos que contemple plenamente as demandas da aplicação.

Mesmo sem o suporte e subsídios técnicos adequados por parte da Aneel, a CE082 da ABNT (Comissão de Estudos de Energia Fotovoltaica) tem trabalhado no aprimoramento da regulação técnica dos recursos energéticos distribuídos. Está em curso a revisão das normas NBR 16149 e NBR 16150 já prevendo novas funcionalidades como armazenamento de energia, fluxo de potência bidirecional, armazenamento de energia, entre outros. Contudo, essa regulamentação não envolve alguns pontos importantes para viabilizar a integração de DER com a distribuidora.

Portanto, acredita-se que a inserção de geração distribuída e recursos energéticos distribuídos exigirá uma reorganização regulatória do setor, de forma a tornar mais definidas as responsabilidades e as formas de atuação de cada um dos atores envolvidos.

4.0 CONCLUSÃO

Considerando que apenas 1% das unidades consumidoras brasileiras participam atualmente do sistema de compensação de energia, o cenário de forte crescimento da GD permanecerá requerendo que a modernização do setor elétrico seja uma realidade. Essa modernização passa pela efficientização e agilidade das jornadas dos clientes e empreendedores nos processos das distribuidoras, da inserção de novas tecnologias, ferramentas e equipamentos, por uma nova forma de pensar a expansão e operação do sistema assim como por alterações regulatórias focadas na busca do equilíbrio entre os diversos stakeholders. Dada a velocidade da evolução, elementos como veículos elétricos e armazenamento de energia devem ser considerados como realidade tal como já é a geração distribuída. É uma mudança inexorável e determinante para nossa sociedade, tendo em vista o papel fundamental exercido pela energia elétrica, e somente com diálogo equilibrado, transparente, baseado em fatos e focado em soluções será possível maximizar os benefícios desse novo setor elétrico, ao mínimo custo global, propiciando o melhor resultado para sociedade.

REFERENCIAS

[1] ANEEL. Geração Distribuída. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiazM4NmM0OWYtN2lwZS00YjViLTllMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9.> Acesso em 06/11/2021.

[2] MME/EPE. 2015. Balanço Energético Nacional 2021 - ano base 2014. Relatório Final, Ministério de Minas e Energia.

[3] Aoki, A. R., Blasi, T.M., Leite, L.H.de M., Luiz, C.M., Omori, J.S., da Rocha, S.P. Avaliação das Redes Ativas de Distribuição e Recursos Energéticos Distribuídos no Brasil. Revista Eletroevolução. Dezembro 2020.

[4] Hoke, A., Giraldez, J., Palmintier, B., Ifuku, E., Asano, M., Ueda, R., & Symko-Davies, M. (2018, Novembro/Dezembro). Setting the Smart Solar Standard. IEEE power&energy, 16(6), 18-29. doi:10.1109/MPE.2017.2789006

DADOS BIOGRÁFICOS



Graduada em Engenharia Elétrica pela PUC - MG (2007), com Especialização (2010) e Mestrado em Engenharia Elétrica (2012) pela UFMG e MBA em Setor Elétrico pela FGV (2015). Na Cemig foi Gerente de Processos Especiais de Expansão e Planejamento da Expansão (2021) além de coordenadora de Estudos de Conexão de GD e Produtor Independente (2016 - 2020), de Planejamento Integrado da Expansão (2014 - 2016). É secretária do C6 do Cigre Brasil. Atualmente na Enel, gerencia equipes de engenharia do CE, GO, RJ e SP respondendo por normatizações, especificações da distribuidora além de projetos, licenciamento e autorizações de obras de Alta tensão.

(2) ALEXANDRE RASI AOKI. Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2003). Atualmente é Professor da Universidade Federal do Paraná (desde 2008) orientando alunos de mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica. Foi Pesquisador e Gerente dos Institutos Lactec por quase 15 anos (2003 até 2017) onde participou e coordenou diversos projetos de P&D para concessionárias de energia de todo País. É Senior Member do IEEE. É membro do Cigre (desde 2006) sendo atualmente Coordenador do Comitê de Estudos C6 - Sistemas Ativos de Distribuição e Recursos Energéticos Distribuídos.

(3) LEONARDO HENRIQUE DE MELO LEITE Doutor e Mestre em Engenharia Elétrica (UFMG – 2016 / 2005). Graduação em Engenharia Elétrica (UFMG – 2000). Técnico em Eletrônica Industrial (CEFET - 1993). Engenheiro Eletricista Sênior da FITec há mais de 20 anos. Coordenador Técnico de diversos projetos em empresas de energia elétrica. Professor dos Cursos de Pós Graduação – Master Setor Elétrico, Automação de SEP e Proteção de SEP - PUC-MG. Professor adjunto do curso de Engenharia Elétrica do UNI-BH (11 anos). Revisor de periódicos nacionais e internacionais. Áreas de atuação: Geração Distribuída de Energia, Smart Grids, Energia Renováveis, Automação de SEP, Co-Simulação de Sistemas de Energia e Telecomunicações, Sistemas de Missão Crítica.

(4) LEANDRO MICHELS Professor Associado da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) na área de Engenharia Elétrica. É autor mais de 100 artigos e 7 patentes, em sua maioria associada à GD. Atualmente atua como diretor do Instituto de Redes Inteligentes da UFSM e da Unidade Embrapii em Recursos Energéticos Distribuídos, e coordenador de laboratório para ensaio de inversores FV acreditado pelo INMETRO. Também é relator do GT3 da comissão "Sistemas de conversão fotovoltaicas de energia solar" da ABNT atuando na revisão das normas NBR 16149/16150/62116. É bolsista de Produtividade em DT do CNPq - categoria 1B e Senior Member da IEEE.

(5) THAIS MARZALEK BLASI Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (2017) e mestrado em Sistemas de Potência pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná (2020), tendo realizado parte das pesquisas de mestrado na Technische Hochschule Ingolstadt (THI) na Alemanha, e no Institut für neue Energie-Systeme (InES). Atualmente está desenvolvendo o doutorado em Sistemas de Potência com Energias Renováveis, Sistemas de Armazenamento e Microrredes, também pela Universidade Federal do Paraná. Participa de Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento no setor elétrico. É membra do comitê de estudos C6 - Redes Ativas de Distribuição e Recursos Energéticos Distribuídos do Cigre.

(6) SAMUEL PEREIRA DA ROCHA Doutorado em andamento em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Atua como professor de pós-graduação lato-sensu do Instituto de Educação Continuada - Puc Minas. Membro do Comitê de Estudos CE-C6 do Cigré, contribui em grupos de trabalho nacionais e internacionais sobre redes ativas de distribuição e recursos energéticos distribuídos. Funcionário da Cemig Distribuição, trabalha no planejamento da expansão do sistema elétrico de potência e executa estudos para o desenvolvimento e aplicação de modelos e métodos técnicos para a implantação e operação de novas subestações e redes de distribuição.

(7) PAULO SILAS FERNANDES Formado em Eletrotécnica, Eletrônica e Mecânica pela ETEC Campinas, graduado em Análise de Sistemas pela Universidade São Francisco, possui especialização em Inovação pela Extecamp Unicamp. Atua em PD&I desde 1983, quando iniciou sua carreira em Tecnologia da Informação e Comunicações (TIC) no contexto brasileiro e internacional. Trabalha como Pesquisador e Senior Business Consultant no desenvolvimento técnico consultivo no SiDi (Instituto de Ciência e Tecnologia), buscando aplicar os conceitos de inovação e transformação digital para atender demandas reais em vários setores, principalmente junto às utilities do Setor de Energia.

(8) LIVIA SONALLE SILVEIRA SAID DOS SANTOS Formada em Eletrotécnica Escola Politécnica de Minas Gerais, graduada em Engenharia Elétrica pelo Centro Universitário UNA, cursando Mestrado na área de Sistemas de Energia na UFPR. Atua como engenheira de serviços de GD na CEMIG D na área de conexão de acessantes, buscando aplicar os conceitos de técnicos e regulatórios e prover as melhores soluções para conexão de geradores ao sistema elétrico. Possui experiência de 10 anos nas áreas de instalações prediais, instalações em construção civil de alto porte, subestações, geração, transmissão e distribuição de energia e conhecimento de teorias, princípios, especificações e padrões de engenharia.

