DOI: 10.48011/asba.v2i1.1702

Aplicação de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Solar Fotovoltaica Distribuída

M.N. Alves* **D.M. Falcão****

**COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ*
(e-mail: mayaranalves@gmail.com).
***COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ*
(e-mail: falcao@nacad.ufrj.br).

Abstract: This work analyzes the performance of distribution networks with high penetration's level of distributed photovoltaic solar generation and energy storage systems, from the evaluation of parameters of loss level, voltage violations and charging rate of conductors and transformers. It is considered the installation of storage systems by consumers in a decentralized way, without specific voltage controls, seeking exclusively to enable consumer energy management, to make possible observing the effects and possible indirect benefits on the network in scenarios where the Distribution Network Operator does not exercise control. For this purpose, storage systems were modeled to operate considering as reference the application of the "White" tariff (time-of-use energy management) and "Binomial" tariff (demand management), were sized for power supply during peak and intermediate hours (for "White" tariff) or sized to prevent the contracted limits being exceeded (for the "Binomial" tariff), considering, in both cases, installation of generators with unitary power factor. It was noticed, based on the results obtained, that the application of energy storage systems under the conditions proposed by the study results in indirect benefits for the network for most of the cases, with the "White" tariff being the operative strategy that presents more relevant positive results.

Resumo: Este trabalho analisa o desempenho de redes de distribuição com elevado nível de penetração de geração solar fotovoltaica distribuída e sistemas de armazenamento de energia, a partir da avaliação dos parâmetros de nível de perdas, violações de tensão e taxa de carregamento de condutores e transformadores. É considerada a instalação de sistemas descentralizados de armazenamento pelos consumidores, sem controles de tensão específicos, buscando exclusivamente viabilizar o gerenciamento de energia do consumidor, de modo que seja possível observar os efeitos e possíveis benefícios indiretos na rede em cenários onde a concessionária de energia não exerce controle. Para tal, foram modelados sistemas de armazenamento que operam considerando como referência a aplicação das Tarifas Branca e Binômia, dimensionados para fornecimento de energia durante o horário de ponta e intermediário (para a Tarifa Branca) ou dimensionados para evitar que os limites contratados sejam ultrapassados (para a Tarifa Binômia), considerando, em ambos os casos, instalação de geradores com fator de potência unitário. Percebeu-se nos resultados obtidos que a aplicação de sistemas de armazenamento de energia nas condições propostas pelo estudo resulta em benefícios indiretos para a rede na maior parte dos casos, sendo a Tarifa Branca a estratégia operativa que apresenta resultados positivos mais relevantes.

Keywords: Energy storage; distributed generation; photovoltaic; binomial tariff; distribution networks.

Palavras-chaves: Armazenamento de energia; geração distribuída; fotovoltaica; tarifa binômia; rede de distribuição.

1. INTRODUÇÃO

A aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição é um tema relativamente recente, motivado principalmente pela integração da Geração Distribuída a partir de fontes renováveis à estas redes, historicamente projetadas para operar em uma configuração radial, considerando fluxo unidirecional de energia, da subestação para o consumidor.

Essa nova modalidade de integração se tornou possível a partir da publicação da Resolução Normativa (REN) nº 482 em 2012 (ANEEL, 2012), que estabeleceu as condições gerais de acesso da Micro e Minigeração Distribuída (MMDG) aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o modelo de compensação de energia no país (dentre outras providências), permitindo que a energia excedente pudesse ser injetada na rede de maneira não controlada pela concessionária e pudesse também ser utilizada para abater integralmente a energia consumida em um período de até 60 meses, com compensação de todas as componentes tarifárias, de modo a incentivar a instalação dessa modalidade de geração no país.

Como resultado da regulação, a escolha pela instalação desses sistemas cresceu de maneira relevante no passado recente: antes de 2012, a potência instalada de MMGD no Brasil se encontrava no patamar de 0,4MW. Em julho de 2019 o Brasil alcançou o marco histórico de 1GW, ou seja, 2500 vezes o patamar existente antes da publicação da REN nº482 (ANEEL, 2017) (ANEEL, 2019). Em maio de 2020, a capacidade instalada de MMGD no país foi de 3GW (ANEEL, 2020).

No entanto, à medida que o nível de penetração da MMGD cresce, são intensificados os impactos decorrentes dessa

integração, o que dificulta a manutenção dos parâmetros de qualidade da energia elétrica pelas concessionárias, conforme preconizam os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, módulo 8.

Nesse contexto, as tecnologias de sistemas de armazenamento que podem compensar a intermitência no fornecimento, atender demandas por geração nos horários de pico e aumentar a confiabilidade quanto à disponibilidade do suprimento energético se tornam elementos chaves (ANEEL, 2016). Considerando, no entanto, a vigência do regime de compensação atual, não existe estímulo ou atratividade para instalação de sistemas de armazenamento de energia pelo consumidor, uma vez que hoje a rede de distribuição funciona como uma "bateria", sem custos adicionais para este usuário.

Surge, então, um empasse: concessionárias, de um lado, alegam que o atual sistema de compensação de energia elétrica não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição, transferindo custos aos demais usuários que não optaram por instalar geração, uma vez que essa remuneração é proporcional ao consumo de energia. Por outro lado, instaladores e consumidores interessados em geração própria ressaltam os benefícios da geração distribuída à sociedade e consideram que o modelo atual deve permanecer, permitindo, deste modo, a consolidação do mercado (ANEEL, 2018).

A ANEEL, como resposta as discussões relacionadas a MMGD, está analisando alternativas ao modelo atual, considerando formas de valorar a energia injetada na rede. Em paralelo, existe estudo para implantação de tarifa binômia para a Baixa Tensão, em substituição ao modelo monômio atual, de modo a taxar tanto energia, quanto patamar de carga contratada. A depender das alterações realizadas no modelo vigente, somadas as reduções de preço para tecnologias de armazenamento potenciais, a instalação desses sistemas pelo consumidor, para gestão horária da utilização da energia ou gestão da demanda, pode se tornar viável financeiramente.

Neste novo cenário, surge um novo questionamento: existem benefícios indiretos para a rede quando a instalação de sistemas de armazenamento de energia é realizada pelo consumidor, de maneira descentralizada e sem controles específicos?

Este estudo tem como objetivo analisar o impacto indireto da inclusão de sistemas de armazenamento de energia em rede de distribuição com elevada penetração de MMGD, considerando estratégias operativas para gerenciamento da energia do consumidor, com base nas Tarifas Branca (custo de energia diferenciado por horário de utilização) e Binômia (custo de energia diferenciado por patamar de carga). Os resultados serão quantificados sob os aspectos de violação de tensão, nível de perdas e taxa de carregamento dos condutores e transformadores.

Ao final do estudo, objetiva-se identificar em quais configurações dentre as que beneficiem os consumidores são percebidos os melhores resultados para a concessionária.

2. METODOLOGIA

A modelagem do estudo de integração de fontes alternativas de energia em redes de distribuição elétrica possui diversas incertezas associadas, relacionadas ao comportamento da carga e geração, localização e capacidade dos geradores, assim como localização e capacidade dos sistemas de armazenamento instalados na rede, dentre outras.

A quantificação dos impactos dessas conexões em redes de distribuição de energia de modo analítico é extremamente difícil, se não impossível (Cunha, 2017). Como alternativa e de modo a lidar com as incertezas associadas ao problema de natureza estocástica, será realizada simulação baseada no método Monte Carlo, amplamente utilizado em estudos deste tipo, se mostrando inclusive computacionalmente eficiente para resolução de problemas de muitas dimensões (Kalos e Whitlock, 2008).

2.1 Considerações

Em termos de faixa de potência, 72% dos equipamentos de MMGD possuem potência instalada menor ou igual a 5kWp (ANEEL, 2017). Conforme perfil dos equipamentos disponíveis no mercado, todos os geradores enquadrados nestas faixas de potência serão conectados à rede mediante inversores monofásicos (exemplo: FRONIUS, ABB, SOLAR EDGE dentre outros), independentemente do tipo de conexão que o consumidor possua com a rede. Além disso, destaca-se que os sistemas de MMGD serão dimensionados considerando compensação de 100% da energia do consumidor.

2.2 Simulação Monte Carlo

Serão consideradas como variáveis aleatórias para este estudo:

- O ponto de conexão do gerador com a rede de distribuição;
- O ponto de conexão do sistema de armazenamento (apenas para consumidores que já possuem unidade de geração instalada);
- A fase (a, b ou c) de alocação de geradores, quando o consumidor possuir conexão trifásica ou bifásica com a concessionária de energia e instalar geradores monofásicos, devido às características de consumo da instalação (o sistema de armazenamento, quando sorteado, será instalado com o mesmo tipo de conexão do gerador).

A simulação ocorrerá em duas etapas: a primeira considerando o impacto decorrente da inclusão de MMGD, apenas, e a segunda considerando também a inclusão dos sistemas de armazenamento. Os algoritmos conceituais utilizados são apresentados a seguir.

Simulação com MMGD, apenas:

1) Selecionar nível de penetração para a geração distribuída, variando de 0 à 100%, com intervalos de 10%;

2) Realizar alocação randômica da unidade de geração distribuída e da respectiva fase de conexão (quando aplicável);
3) Realizar simulação do Fluxo de Potência desbalanceado, utilizando o *software* OpenDSS (EPRI, sem data);
4) Armazenar resultados obtidos após Fluxo de Potência;
5) Repetir os passos 2, 3 e 4 até que o critério de parada seja atingido;
6) Retornar ao passo 1 e incrementar o nível de penetração da geração fotovoltaica em 10%, até que o limite de 100% seja atingido.

Simulação com MMGD e Armazenamento:

1) Selecionar nível de penetração para a geração distribuída, variando de X% à 100%, onde X será o percentual referente ao nível de penetração escolhido (conforme detalhamento realizado no próximo capítulo);
2) Selecionar o nível de penetração da bateria, iniciando em 25%;
3) Selecionar Estratégia Operativa para controle da carga e descarga das baterias;
4) Realizar alocação randômica da unidade de geração distribuída e da respectiva fase de conexão (quando aplicável);
5) Realizar alocação randômica da unidade de armazenamento, considerando como nó elegível aqueles que já possuam gerador instalado;
6) Realizar simulação do Fluxo de Potência desbalanceado, utilizando o *software* OpenDSS;
7) Armazenar resultados obtidos após Fluxo de Potência;
8) Repetir os passos 4, 5, 6 e 7 até que o critério de parada seja atingido;
9) Retornar ao passo 2 e incrementar o nível de penetração da bateria em 25%, até que o limite de 100% seja atingido.
10) Repetir os passos 4 a 8 até que o critério de parada seja atingido;
11) Retornar ao passo 1 e incrementar o nível de penetração da geração fotovoltaica até que o limite de 100% seja atingido.

O critério de parada da simulação será determinado por Kmax, equivalente a 1000 (mil) iterações e as simulações utilizarão *steps* de 30 minutos.

2.3 Avaliação dos resultados

Serão apresentados os resultados para o Caso Base (com MMGD e sem BESS - *Battery Energy Storage System* - de modo a ser referencial para análise), para a Tarifa Branca e Tarifa Binômia, com avaliação das perdas para Baixa Tensão (BT) e Média Tensão (MT).

As violações de tensão serão avaliadas por nível de penetração (Caso Base) e por percentual de clientes impactados (todos os casos). Considera-se que ocorreu violação quando o valor da tensão no nó for superior a 1,05pu em relação a tensão de referência.

Já os níveis de carregamento dos condutores e transformadores serão calculados para cada trecho monitorado, conforme destaques apresentados na Figura 1 e Figura 2 (apresentadas a seguir, no tópico 3), utilizando como referência o conceito apresentado em (Quirós-Tortós et al., 2016):

- A taxa de utilização do alimentador, obtida a partir da razão entre a máxima corrente registrada para o circuito pela capacidade do alimentador;
- A taxa de utilização do transformador, obtida a partir da razão entre a máxima potência registrada pela potência nominal do transformador.

3. SISTEMAS TESTES

3.1 Modelagem da rede

Para representação da subestação de distribuição e rede de distribuição primária será utilizado como referência o sistema teste *IEEE 123-bus Feeder*, apresentado na Figura 1, que opera a uma tensão nominal de 4,16kV e se destaca dentre as demais redes desbalanceadas propostas pelo IEEE por agregar diferentes tipos de carga, linhas e elementos reguladores de tensão.

Os pontos destacados na Figura 1 e na Figura 2 representam os trechos monitorados para avaliação da taxa de carregamento dos condutores.

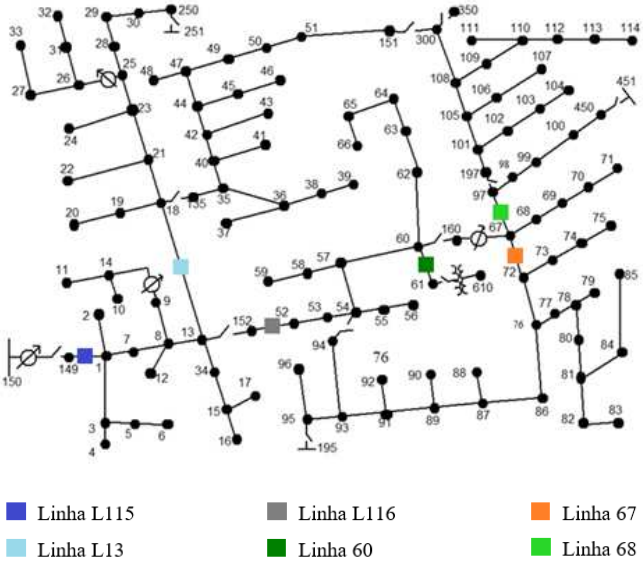

Figura 1 - IEEE 123 Node Test Feeder. Fonte: (IEEE, sem data)

Para complementar a rede de distribuição primária, foi utilizada uma rede de distribuição radial de BT real (29-BT), apresentada na Figura 2, localizada na cidade de Bragança Paulista. Essa rede apareceu pela primeira vez em (Pizzali, 2003) e possui modelagem à 4 (quatro) fios, sendo o efeito da terra (quinto fio virtual) introduzido aos condutores das fases e neutro por meio de redução de *Kron*.

Para conexão da rede de BT à rede de MT, foi utilizado o transformador de 150kVA disponível entre os nós 61 e 610 da rede *IEEE 123-bus Feeder*. A partir do nó 610 serão alimentadas 6 (seis) redes modeladas conforme parâmetros da 29-BT, de modo a compatibilizar a potência instalada nessas redes à potência nominal do transformador.

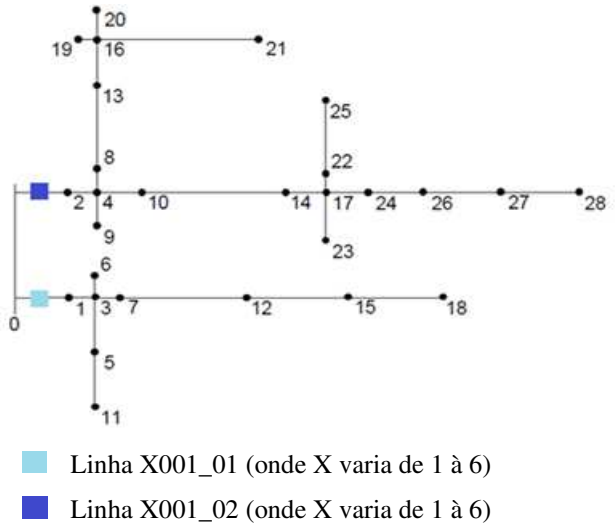

Figura 2 - Rede BT-29. Fonte: (Pizzali, 2003)

3.2 Curvas de Carga e Irradiância

Para modelagem do perfil de carga dos consumidores, foram adotadas curvas de cargas apresentadas em (Francisquini, 2006), utilizando dados reais obtidos em campanhas de medições solicitadas pela ANEEL, distribuídas em faixas de acordo com o consumo mensal de energia elétrica (kWh/mês), cargas residenciais ou comerciais e dias úteis ou não úteis. Para fins de modelagem, 70% dos consumidores foram associados às curvas de carga residenciais e 30% às curvas de carga comerciais, sendo utilizadas apenas as referências de dias úteis. Para a BT, a associação das curvas se deu de modo diferenciado entre as 6 redes BT existentes, buscando modelar características exclusivas, apesar de possuírem a mesma capacidade instalada, conforme apresentado na Figura 3. As curvas equivalentes das redes de BT serão associadas a todos os nós de MT.

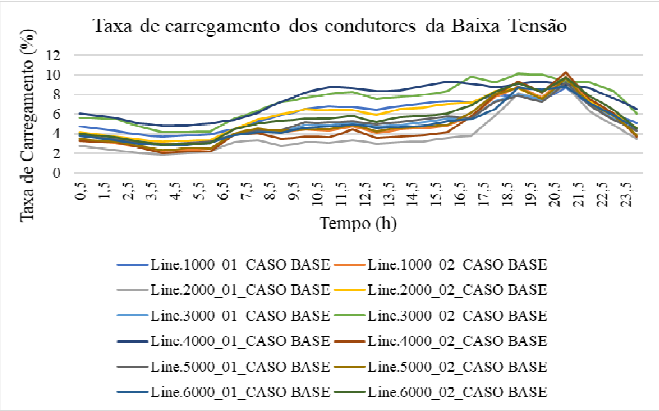

Figura 3 - Taxa de carregamento médio (horário) dos condutores de Baixa Tensão para o Caso Base

Considerando que se pretende observar os efeitos da inclusão de sistemas de armazenamento de energia em Regime Permanente, não fazendo parte deste estudo a análise dos efeitos decorrentes de fenômenos transitórios resultantes de passagens de nuvens, foram utilizadas curvas de irradiância típicas para todos os geradores, considerando 1000W/m2 de irradiância máxima (similar a condição na qual as células ou módulos fotovoltaicos são submetidos para determinação dos seus parâmetros elétricos).

3.3 Modelagem e dimensionamento do sistema de armazenamento

Para realização dos estudos, será considerado a aplicação de sistemas de armazenamento de energia por meio de BESS, utilizando como referência as especificações técnicas das baterias do tipo Íon-Lítio.

Os BESS operando com base na estratégia operativa "Tarifa Branca" irão descarregar entre os horários de 18:00h e 23:00h, com intervalo de 5 (cinco) horas correspondentes ao horário de ponta e intermediário.

Para os BESS que irão operar com base na estratégia operativa "Tarifa Binômia", a potência contratada será equivalente à 60% da potência nominal do consumidor. Neste caso, o BESS será dimensionado para 40% da potência nominal da carga.

4. IMPACTOS DA PENETRAÇÃO DE MMGD

Para avaliação do impacto da integração da MMGD nos sistemas testes em estudo, serão realizadas simulações para os níveis de penetração compreendidos entre 10% e 100%, variando-se em passos de 10%.

4.1 Análise das Perdas

As perdas na MT reduziram continuamente até que o nível de penetração de 70% fosse alcançado e a partir de 80% de penetração começaram a aumentar, se mantendo, mesmo para 100% de penetração, em patamar inferior as obtidas no cenário de referência, conforme Figura 4.

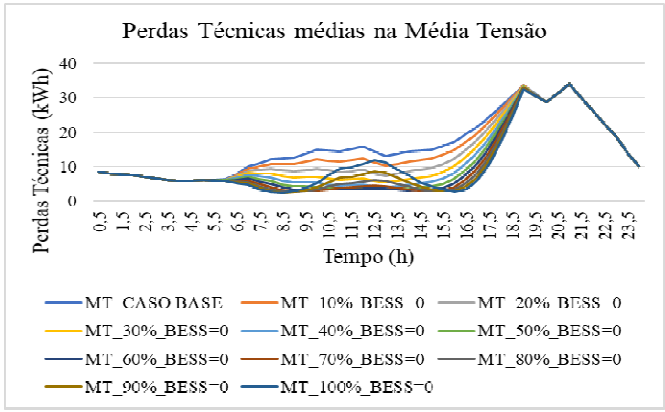

Figura 4 - Perdas na Média Tensão (com MMGD)

Percebe-se que o perfil das perdas é altamente influenciado pelo nível de penetração da MMGD, mas não apenas por esse aspecto. Observando os efeitos da rede de BT, evidencia-se o impacto associado a conexão de unidades geradores monofásicas para compensação integral da energia do

consumidor, mesmo quando estes possuem conexão bifásica ou trifásica com a rede. Como observado na Figura 5, ocorre aumento contínuo no nível das perdas, sendo superiores, inclusive, às obtidas para o Caso Base.

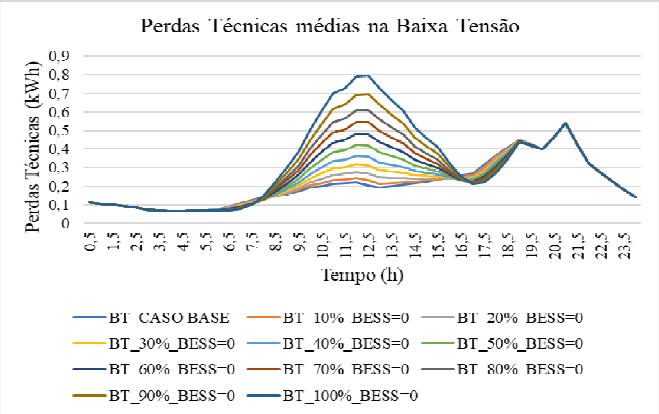

Figura 5 - Perdas na Baixa Tensão (com MMGD)

Para os casos em que a conexão do gerador com a rede é realizada mantendo-se o tipo de conexão original do consumidor e restringindo a potência do gerador (em kWp) à potência aparente da instalação, apenas como exemplo, observa-se uma redução bem expressiva nos níveis anteriormente observados, conforme Figura 6.

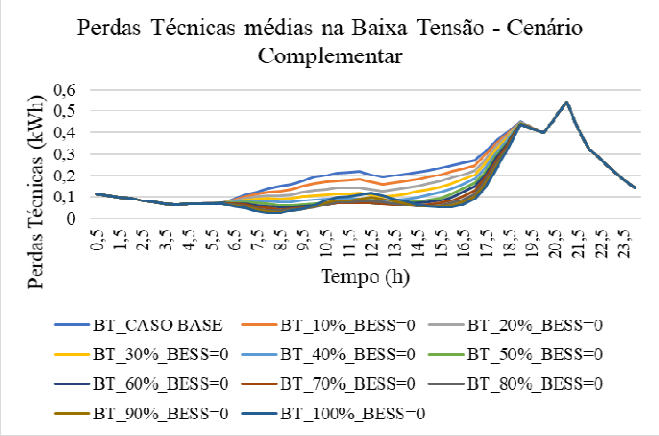

Figura 6 - Perdas Técnicas na Baixa Tensão com restrição de potência e tipo de conexão com a rede (com MMGD)

4.2 Análise das Violações de Tensão

As violações de tensão começam a acontecer a partir de 20% de penetração, para apenas um cliente, o que representa menos de 1% de impacto. A partir de 40% de penetração, os impactos aumentam continuamente, sendo 45% destes registrados nas simulações com 100% de penetração.

Em relação a quantidade de clientes com violação de tensão por nível de penetração, observam-se resultados conforme Figura 7. Nota-se que a partir de 70% de penetração, a taxa de crescimento da curva é reduzida, indicando que existe uma redução na quantidade de clientes impactados, mesmo com uma crescente na quantidade de violações, ou seja, a frequência de impacto de alguns clientes afetados está aumentando.

Observa-se que 50% de todo o impacto registrado ocorre para 16 clientes, que representam, considerando o total de 104 clientes impactados, aproximadamente 15% da amostra, estando sempre associados aos nós 26, 27 ou 28, localizados ao final das linhas, nas posições mais distantes em relação aos elementos de controle de tensão existentes na rede e com maiores níveis de resistência em relação à subestação. Este resultado evidencia também que o principal impacto está concentrado nas redes de BT: dentre as violações de tensão registradas, 97,44% ocorreram na BT, frente a 2,56% na MT.

Figura 7 - Clientes impactados por nível de penetração (com MMGD)

4.3 Análise da Taxa de Carregamento dos condutores e transformadores

Com o aumento no nível de penetração da MMGD, a taxa de carregamento dos condutores na MT é reduzida até que o patamar de 70% de penetração seja alcançado. O impacto é ressaltado para os trechos do alimentador que se encontram mais próximos à subestação principal, visto que são trechos mais centrais e que consequentemente acumulam os impactos ocorridos em todo o sistema, conforme Figura 8.

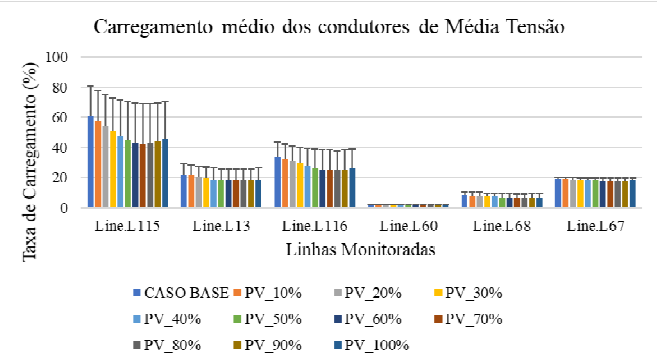

Figura 8 - Taxa de Carregamento médio dos condutores na MT (com MMGD)

Como resultado da distribuição de cargas residenciais e comerciais de maneira não uniforme entre as redes, os condutores de BT apresentam taxas de carregamento diferenciadas, conforme Figura 9.

Observa-se que o efeito da elevação do carregamento nos condutores de BT não representa um aumento automático na taxa de utilização do transformador de 150kVA. Para o Caso Base, a taxa de carregamento desses equipamentos encontra-se em torno de 40% e para o cenário de 100% de MMGD, encontra-se em torno de 30% (redução de 25%).

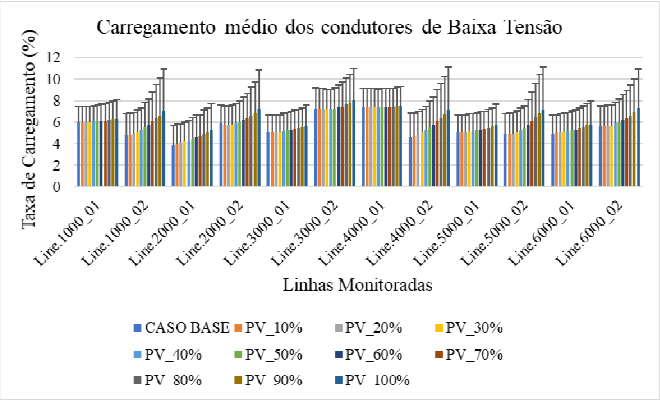

Figura 9 - Taxa de Carregamento médio dos condutores na BT (com MMGD)

Com base nos resultados obtidos, percebe-se que a Taxa de Carregamento dos condutores não se apresenta como fator crítico para os sistemas testes utilizados. Neste caso, para viabilizar a percepção dos efeitos da aplicação dos BESS no Sistema, serão observadas as taxas de carregamento dos transformadores, exclusivamente.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES - APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Utilizando como referência os resultados obtidos na seção anterior, a aplicação de BESS será realizada para os níveis 60%, 80% e 100% de penetração de MMGD. Os resultados obtidos serão apresentados nos tópicos a seguir.

5.1 Inserção de BESS com base na Tarifa Branca

5.1.1 Análise das Perdas

A redução das perdas é percebida principalmente nos momentos de carga das baterias, minimizando a injeção de potência da geração na rede e nos momentos em que a tarifa de ponta e intermediária se encontram vigentes e consequentemente, ocorrem as descargas, minimizando o pico da curva de carga, conforme Figura 10.

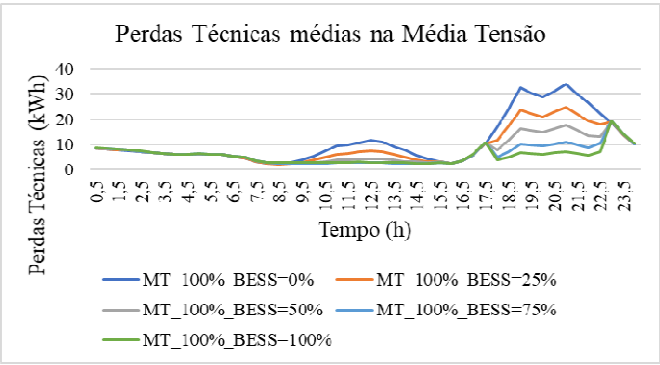

Figura 10 - Nível de Perdas Médias para a MT (Tarifa Branca)

Para a MT, as reduções nas perdas são mais expressivas, conforme Figura 11. Um aspecto que justifica esse comportamento é que para a rede primária, tanto gerador, quanto BESS são instalados conforme conexão do consumidor com a rede. Considerando que a BT possui BESS monofásicos dimensionados para atendimento a parte da carga do consumidor e não o todo, proporcionalmente, o BESS instalado na MT possui maior capacidade de armazenamento. Como consequência, observa-se que as reduções das perdas na BT são menores, mas, apesar disso, também ocorrem, como evidenciado na Figura 12.

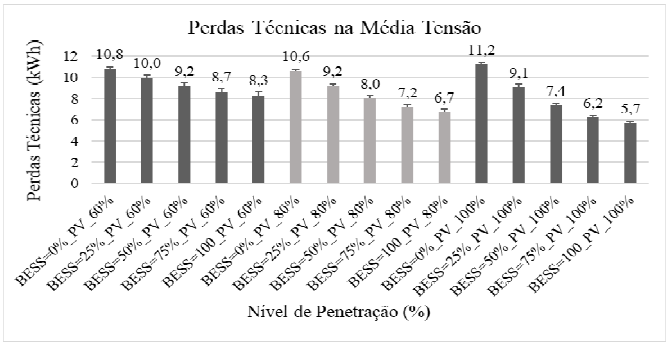

Figura 11 - Perdas Técnicas na MT (Tarifa Branca)

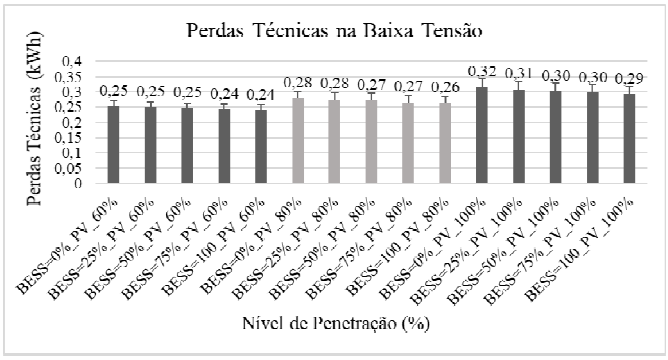

Figura 12 - Perdas Técnicas na BT (Tarifa Branca)

5.1.2 Análise das Violações de Tensão

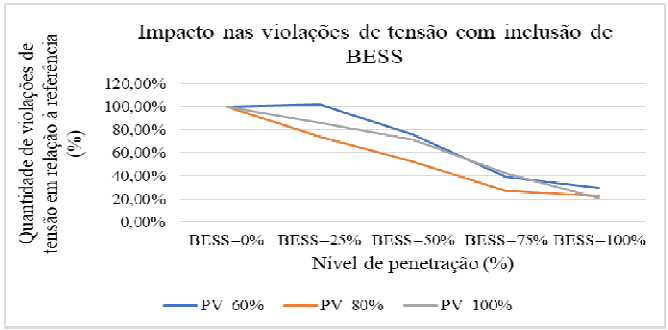

Figura 13 - Violações de tensão - com BESS (Tarifa Branca)

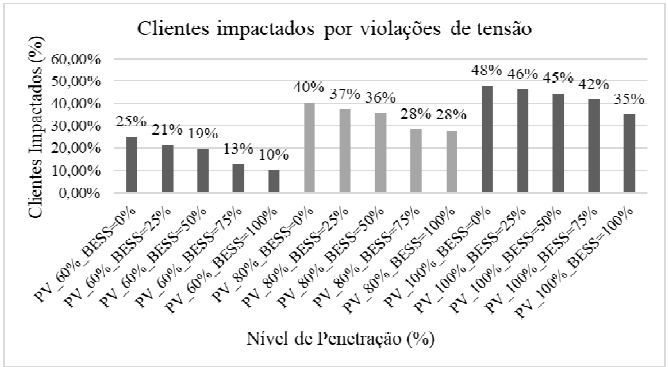

Figura 14 - Clientes impactados por violação de tensão (Tarifa Branca)

À medida que se aumenta o nível de penetração de BESS, é possível perceber uma redução no percentual de violações de tensão e, consequentemente, do total de clientes impactados em todos os cenários, quando comparados os cenários sem BESS e com BESS, conforme apresentado na Figura 13 e na Figura 14.

5.1.3 Análise da taxa de carregamento dos transformadores

A taxa de carregamento dos transformadores são um equivalente da taxa de carregamento dos circuitos. Observa-se que houve uma redução de até 36,97% e 2,75% para a MT e BT, respectivamente, quando verificados os cenários com maiores reduções, ou seja, 100% de MMGD e 100% de BESS, conforme Figura 15. Destaca-se que "SE(P)" se refere a Subestação Principal e "TR 150kVA" ao transformador que conecta a rede de BT.

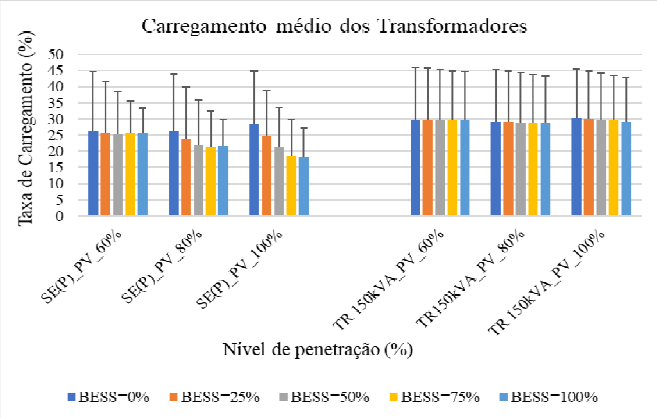

Figura 15 - Taxa de Carregamento dos Transformadores (Tarifa Branca)

5.2 Inserção de BESS com base na Tarifa Binômia

5.2.1 Análise das Perdas

A redução das perdas ao longo do dia ocorre conforme estratégia operativa adotada e são apresentados, para a rede MT, na Figura 16.

Observa-se que a utilização dos BESS considerando a aplicação da Tarifa Binômia também resultou em redução das perdas, podendo ser observados na Figura 17 e na Figura 18.

5.2.2 Análise das Violações de Tensão

Em relação às violações de tensão para esta estratégia, observa-se uma redução dessas violações para 80% e 100% de penetração de MMGD. Para 60% de penetração de MMGD, que representa 2,1% de todo o impacto registrado, observa-se um aumento nas violações para os níveis de 25% e 50% de BESS, conforme Figura 19. Em relação aos clientes afetados, não foram percebidos impactos positivos ou negativos constantes com a inclusão dos BESS e as variações em relação à referência não possuíram amplitude elevada, conforme Figura 20.

5.2.3 Análise da taxa de carregamento dos transformadores

A taxa de carregamento dos transformadores se apresenta com comportamento similar ao verificado para a Tarifa Branca, porém com menor intensidade: houve uma redução de até 13,22% e 2,55% para a MT e BT, respectivamente (quando verificados os cenários com maiores reduções, ou seja, 100% de MMGD e 100% de BESS). Os detalhes para todos os níveis de penetração são apresentados na Figura 21.

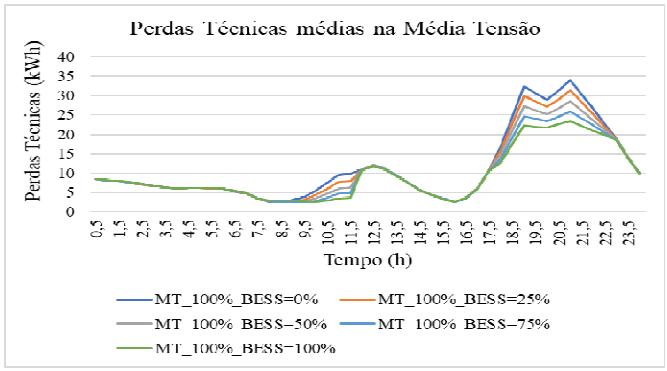

Figura 16 - Nível de Perdas Médias para a MT (Tarifa Binômia)

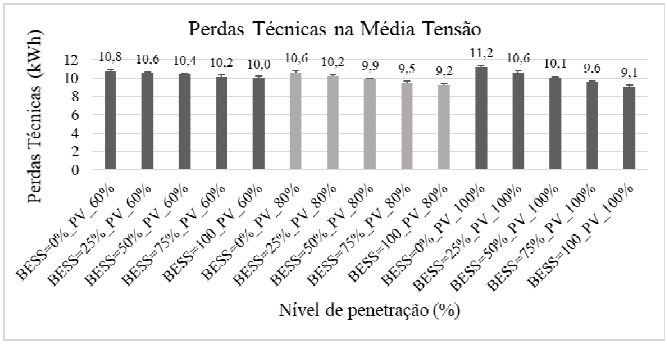

Figura 17 - Perdas Técnicas na MT (Tarifa Binômia)

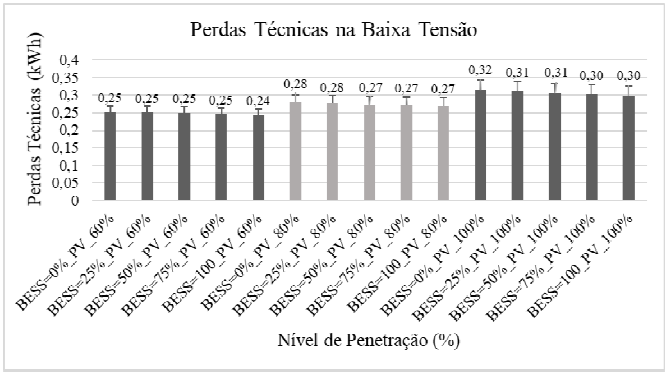

Figura 18 - Perdas Técnicas na BT (Tarifa Binômia)

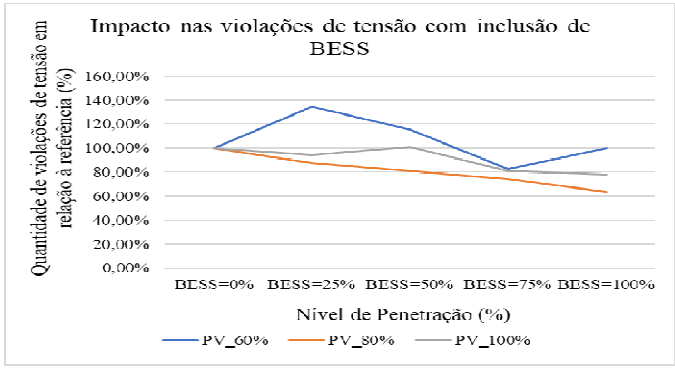

Figura 19 - Violações de tensão - com BESS (tarifa binômia)

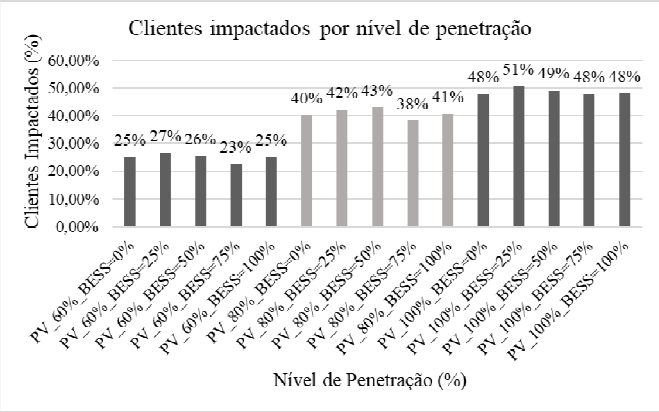

Figura 20 - Clientes impactados por violações de Tensão (Tarifa Binômia)

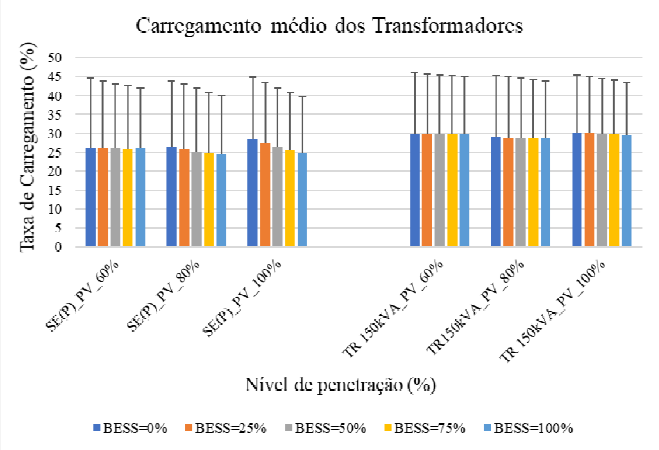

Figura 21 - Taxa de Carregamento dos Transformadores (Tarifa Binômia)

6. CONCLUSÕES

A partir da realização de estudo estocástico, com simulações baseadas no Método Monte Carlo, foi possível observar o impacto da elevada penetração da Micro e Mini Geração Distribuída nos sistemas convencionais de distribuição, considerando níveis de penetração de 10% à 100%. No que tange às violações de tensão, a rede de Baixa Tensão foi especialmente afetada, uma vez que do total de clientes com esta contingência, aproximadamente 97% eram de Baixa Tensão, contra apenas 3% de clientes de Média Tensão. Um ponto que se destaca é a elevação constante no nível das perdas, também para a rede de Baixa Tensão, nos cenários em que o gerador com potência igual ou inferior a *5kWp* é instalado de maneira monofásica, mesmo quando os consumidores são bifásicos ou trifásicos. Essa situação é comum no Brasil e tem potencial para agravar, de maneira representativa, o perfil das perdas das redes de distribuição secundárias.

Observou-se que para a maioria dos casos a instalação de sistemas de armazenamento de energia gerou benefícios indiretos para a rede de distribuição, com melhoria na performance, seja reduzindo o nível de perdas, percentual de consumidores afetados por violação de tensão ou ainda reduzindo a taxa de carregamento do sistema.

Considerando a metodologia adotada para avaliação dos resultados, é possível verificar que a escolha da estratégia operativa baseada na Tarifa Branca, em detrimento à Tarifa Binômia, gera maiores benefícios ao sistema.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2012. Resolução Normativa nº 482/2012. Brasília.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2016. Chamada nº 021/2016 - Projeto Estratégico: "Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro". Brasília.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2017. Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL. Brasília.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2018. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482 / 2012 Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Brasília.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2019. Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída [WWW Document]. URL https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877 (acessado 10.13.19).

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2020. Geração Distribuída [WWW Document]. URL https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida (acessado 6.3.20).

Cunha, V.C.D., 2017. Aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição com elevada penetração de geração fotovoltaica e veículos elétricos (M.Sc.). Universidade Estadual de Campinhas, Campinas.

Eletric Power Research Institute – EPRI, [s.d.]. Simulation Tool – OpenDSS [WWW Document]. URL https://sourceforge.net/projects/electricdss/ (acessado 2.3.20).

Francisquini, A.A., 2006. Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição. Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho".

Kalos, M.H., Whitlock, P.A., 2008. Monte Carlo Methods - Second Revised and Enlarged Edition, Second Edi. ed. WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim.

Pizzali, L.F.O., 2003. Cálculo de Fluxo de Potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios (M.Sc.). Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho".

Quirós-Tortós, J., Ochoa, L.F., Alnaser, S.W., Butler, T., 2016. Control of EV Charging Points for Thermal and Voltage Management of LV Networks. IEEE Trans. Power Syst. 31, 3028–3039.

The Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, [s.d.]. IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group [WWW Document]. URL https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/ (acessado 11.21.19).