

Electrical Storage Systems for Load Curve Management

J. A. Machiavelli¹, H. S. Eichkoff¹, R. P. Londero¹, T. A. Furtado¹, G. S. Silva², A. P. C. Mello¹

¹Grupo de Energia e Sistemas Elétricos de Potência – GESEP

²Grupo de Pesquisa em Sistemas Eletrônicos – GPSEL

Universidade Federal do Pampa – Unipampa, Alegrete – Brasil
machiavelli.joao@gmail.com, anamello@unipampa.edu.br

Abstract— The storage of energy has become an ally of the distribution systems, because they bring several benefits to the systems where they are inserted, such as possibilities for power management, voltage regulation, easy integration with distributed generation systems. In this work, a methodology was developed to explore the use and the benefits that Energy Storage Systems (ESSs) can bring to distribution systems. The insertion of ESSs in the distribution networks takes place from the control of loading and unloading of battery banks, which must respect a tolerable load range for the conservation and extension of useful life. The methodology aims at inserting the stored coefficient to search for smoothing the load curve of the distribution network, it is proposed the injection of stored energy of the ESSs in the schedules of maximum demand of the distribution network. The performance of the proposed methodology is verified through the MATLAB® and OpenDSS® software, in a modified 13-bus IEEE test system under different operating conditions.

Keywords— Batteries, charge curve, charge-point reduction, electrical energy storage system, photovoltaic solar energy.

I. INTRODUÇÃO

A constante procura pela redução de poluentes na matriz energética mundial, vem ocasionando grande inserção de geração de energia elétrica via recursos renováveis, principalmente, turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos. No entanto, a natureza deste tipo de tecnologia não garante a estabilidade no suporte de geração, visto a intermitência dos recursos renováveis. Outro fator adverso é a falta da integração dos sistemas de energias renováveis com os sistemas tradicionais [1].

Neste contexto, o uso de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) pode auxiliar na estabilidade da matriz energética com recursos renováveis. Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Geração Distribuída (GD) vem crescendo rapidamente no Brasil, onde em julho do ano de 2017, totalizavam-se 15,6 mil instalações, sendo 99% destas novas instalações de sistemas fotovoltaicos (FV) [2].

Entretanto, a atual política de utilização da GD no Brasil, regulamentada pela Resolução Normativa (RN) nº 482/2012, atualizada pela RN nº 687/2015, não autoriza a conexão de armazenamento de energia junto aos sistemas FVs.

Os SAEs tem capacidade de adicionar aos sistemas elétricos mais disponibilidade, qualidade e confiabilidade, sem prejudicar os níveis de emissões de carbono. Aliados a sistemas FV, os SAEs também podem compensar os períodos

de baixa irradiação solar. Nos Estados Unidos, os SAEs são largamente utilizados por consumidores que buscam evitar custos onerosos com tarifas de energia mais cara em determinados horários do dia.

A RN nº 733, aprovada pela ANEEL em 06 de Setembro de 2016, apresenta a Tarifa Branca como nova opção tarifária para o consumidor de baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 volts), denominado grupo B. A tarifa de energia antes constante neste grupo de consumo, passa a ser variável conforme o dia e o horário de consumo, interferindo na fatura de energia de maneira onerosa em determinados horários [3].

Por esses motivos, a aplicação de SAEs vem se tornando uma tendência mundial [4]. Neste sentido, este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma metodologia para o gerenciamento da curva de carga a partir do uso de SAEs nas redes de distribuição.

O principal diferencial da metodologia proposta é a possibilidade de avaliar os impactos que os SAEs podem ocasionar se forem adicionados às instalações de GD. O método garante um impacto na curva de carga no horário de pico, pois o percentual armazenado é entregue para a rede no horário de maior consumo, e também garante que o SAE opere dentro de limites de capacidade adequados, evitando sua degradação por sobrecarga, ou indisponibilidade operativa, aumentando a vida útil do sistema de baterias.

II. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Atualmente existem muitas tecnologias de armazenamento disponíveis, em diversos estágios de desenvolvimento, desde pesquisas em universidades até aplicações comerciais de grandes empresas multinacionais do setor elétrico. No armazenamento de energia elétrica, as diferentes tecnologias são responsáveis por converter a energia elétrica em outra forma de energia armazenável, durante o processo de carga, como química, mecânica ou térmica. Inversamente, no processo de descarga, a energia armazenada é novamente transformada em energia elétrica.

O armazenamento de energia elétrica pode ser feito de diversas formas. Na Fig. 1 é apresentado um organograma sobre as características específicas de cada tipo de armazenamento com destaque ao armazenamento de características químicas, na forma de baterias [5].

As aplicações dos SAEs em rede de distribuição podem ser divididas em 4 grandes grupos, cada um deles com suas particularidades. De acordo com a Associação Brasileira de

Armazenamento e Qualidade de Energia (ABAQUE), os principais grupos de aplicações são [5]: Deslocamento da energia no tempo; Capacidade adicional de fornecimento; Integração de fontes renováveis; e Serviços ancilares.

A. Deslocamento da Energia no Tempo

Também chamado de arbitragem, é uma forma de obter vantagem na diferença entre os preços da energia elétrica nos horários de ponta e fora de ponta. Com isso, compra-se (e armazena-se) a energia no horário fora de ponta para utilização no horário de ponta.

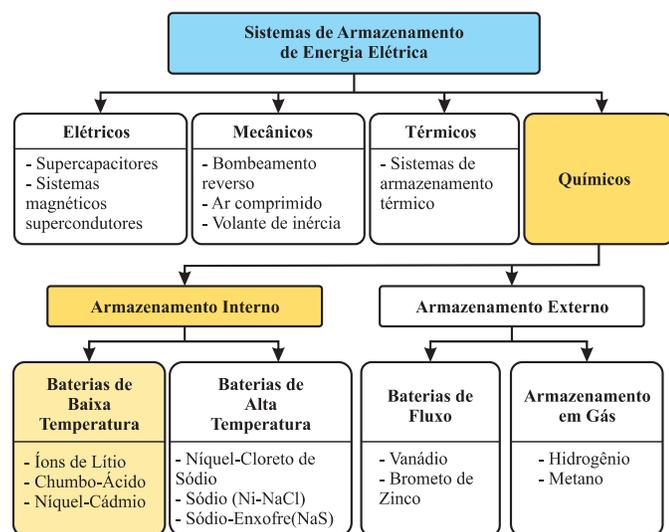


Fig. 1. Principais tipos de armazenamento. Fonte: [1].

B. Capacidade Adicional de Fornecimento

Os SAEs podem ser utilizados para adiar investimentos em reforço do sistema de suprimento. Quando uma carga demanda uma potência elevada por um tempo curto (até algumas horas), um sistema de armazenamento pode ser utilizado para suprir a energia adicional durante este intervalo, evitando a ampliação ou o reforço do sistema elétrico de suprimento, ou, mesmo, a contratação de energia adicional.

C. Integração de Fontes Renováveis – Geração Intermitente

Os sistemas de GD, especialmente baseados nas fontes eólica e solar, apresentam intermitências inerentes à fonte primária (momentos sem vento ou sem sol). Neste sentido, os SAEs podem prover a “suavização” da curva de geração e, até mesmo, suprir a energia por pequenos intervalos de tempo, quando a geração estiver indisponível por condições climáticas.

D. Serviços Ancilares

Os SAEs também podem ser utilizados para aumentar a estabilidade dinâmica, a capacidade de suprimento e a confiabilidade. Ainda que os montantes de energia envolvidos sejam relativamente pequenos (quando comparados a energia transmitida pelo SEP convencional) e a instalação do SAEs não se justifique pelo valor econômico da energia armazenada, suas principais aplicações relacionam-se ao: Controle de tensão e

frequência; reserva girante/reserva suplementar; controle de intercâmbios entre áreas.

Segundo [5], as tendências para o uso de SAEs estão se direcionando para dois grandes grupos de aplicações. O primeiro é a indústria automotiva de veículos elétricos. Já o segundo, são as aplicações em instalações consumidoras residenciais, pelos benefícios serem potencializados quando as instalações de SAEs forem disseminadas em um grande número de usuários [6].

Muitos países têm apresentado regulamentos quanto a maior participação de fontes renováveis em sua matriz energética, como Califórnia, Itália, Japão [7]. Esses regulamentos baseiam-se em sistemas conectados à rede e que fazem uso de SAEs. Na Europa, a IEC 62933 de 2018 regulamenta os SAEs conectados à rede de distribuição.

No Brasil, a regulamentação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição é realizada a partir da NBR 16149 [8], que especifica as características e padroniza o acesso a rede elétrica para sistemas fotovoltaicos com conexão por inversores de frequência, estabelecendo a compatibilidade com a rede para sistemas FVs de potência nominal inferior a 3 kW, entre 3 a 6kW e superior a 6 kW [9]. Salienta-se que os equipamentos de armazenamento de energia, como baterias, supercapacitores e SAEs em geral, ainda não receberam regulamentação quanto a operação em redes de distribuição.

III. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

No cenário brasileiro, o horário de maior consumo e caracterizado como horário de ponta para a região Sul do Brasil é das 18 às 21 horas. Diferentemente do horário de geração FV, que limita-se pela disponibilidade do recurso solar, geralmente das 8 às 17 horas.

Neste sentido, a utilização de SAE adiciona aos sistemas FVs a capacidade de armazenar uma parte da energia gerada, para utilização em horários onde não há disponibilidade de geração FV.

A. Arquitetura proposta

A Fig. 2 mostra o diagrama de blocos com as etapas da metodologia proposta. Inicialmente, ocorre a verificação das condições do estado de carregamento das baterias (SOC), que devem operar dentro de uma faixa de carregamento com um limite inferior e um limite superior, especificados conforme a Equação (1).

$$SOC_{\{min\}} < SOC < SOC_{\{max\}} \quad (1)$$

Onde o SAE deve operar dentro da faixa de capacidade de estado de carregamento mínimo SOCmin de 10%, e o estado de carregamento máximo SOCmax, como 90%.

A próxima etapa caracteriza-se por um bloco que verifica a condição de demanda horária e tem o objetivo de buscar o deslocamento da energia armazenada nos períodos de alta insolação, para horários de maior consumo. Esta técnica

consiste em armazenar a energia em horários de carga mais baixa para utilizá-la nos picos de demanda do sistema, conhecido *time-shifting*.

Se o sistema sob estudo está em um horário de pico definido, por exemplo, entre 18 e 21 horas, passa-se a injetar a energia armazenada pelas baterias na rede. Por se tratar de um horário de ponta, acredita-se que com essa ação o sistema possa vir a ser beneficiado, ao receber um contingente de energia no horário onde a demanda é muito alta. Caso a condição de demanda horária esteja fora de um horário de ponta, o SAE passa a armazenar a energia obtida pelo conjunto de painéis fotovoltaicos.

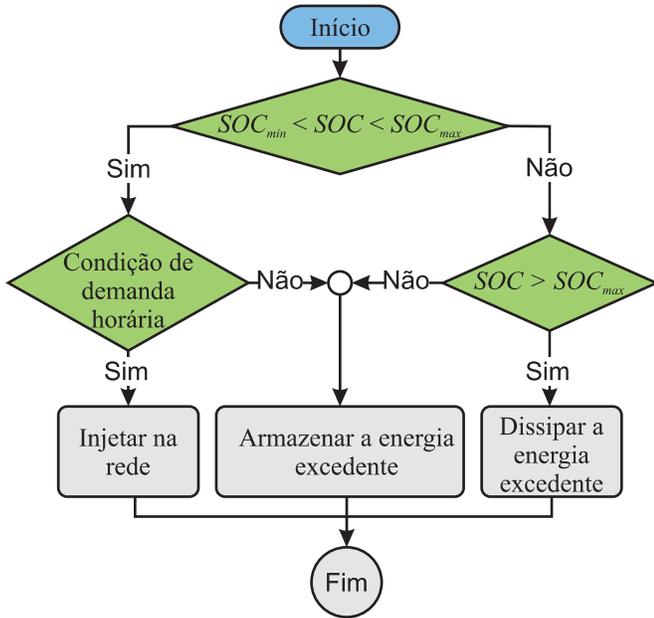


Fig. 2. Diagrama de blocos da metodologia proposta.

Retornando para a primeira verificação, caso o SOC esteja fora dos limites definidos na Equação (1), o sistema verifica novas condições para localizar se o estado de carregamento está acima do limite máximo, ou abaixo do mínimo:

- Se $SOC < SOC_{min}$ o sistema busca armazenar a energia proveniente dos painéis, para que o SOC retorne para a condição de operação segura;
- Se $SOC > SOC_{max}$ o sistema passa a dissipar a energia excedente em resistores acoplados ao inversor.

A execução do fluxo de potência ocorre após cada etapa do fluxograma, onde verificam-se as variáveis elétricas como carregamento de linhas e níveis de tensão do sistema teste de distribuição.

B. Restrições operativas em redes de distribuição

O uso de SAEs na rede de distribuição deve respeitar os limites operativos apresentados nas equações (2)-(4):

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (2)$$

$$A_{min} \leq A_{ij} \leq A_{max} \quad (3)$$

$$-43,58\% \leq Q_{inv} \leq +43,58\% \quad (4)$$

Onde V_i restringe a faixa de operação de tensão; A_{ij} restringe-se ao número máximo de comutações de TAP dos reguladores de tensão, Q_{inv} limita-se a porcentagem de energia reativa do inversor. Salienta-se que as restrições impostas pela NBR 16149, também se enquadram para o uso neste trabalho, pois visam garantir uma operação adequada da rede de distribuição em condições operacionais.

C. Modelagem de sistemas de armazenamento

O elemento de armazenamento (*Storage*) é essencialmente um gerador que pode ser despachado para produzir energia (descarga) ou consumir energia (carga) dentro de sua potência nominal e capacidade de energia.

A Fig. 3 mostra a concepção do elemento e suas principais propriedades. O controle do elemento *Storage* pode ser definido em três estados: despachar potência, absorver potência ou permanecer inerte.

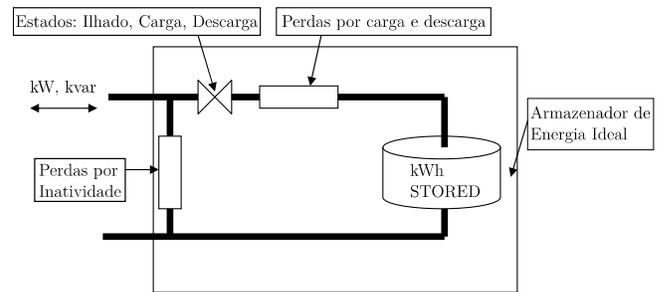


Fig. 3. Concepção do elemento Storage. Fonte: Adaptado de [10].

O sistema de armazenamento de energia possui um inversor e, sendo possível produzir ou absorver energia reativa, respeitando o limite de potência aparente. Outro aspecto que o modelo considera é a perda ativa do sistema, a qual engloba as perdas dos elementos de controle e dos elementos que mantêm a temperatura da bateria em níveis desejados e, por fim, controlam as perdas no processo de despachar e absorver energia [10].

A metodologia utiliza o modo *Follow* para definir a operação dos SAEs conforme valores de um conjunto de pontos, chamado de *Mult*. Esse conjunto de pontos é um multiplicador e é descrito para determinar os estados de carga, descarga e inatividade. A potência do SAE varia conforme os valores da curva, porém a curva só é obedecida se o estado de carga e capacidade do armazenamento permitirem a operação. A Fig. 4 mostra um exemplo de descarga de um SAE para valores positivos de *mult* [10].

- $Mult < 0$: Carga
- $Mult > 0$: Descarga.
- $Mult = 0$: Inativo.

IV. ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

A rede de distribuição ilustrada na Fig. 5 foi utilizada para aplicação da metodologia e compreende um circuito modificado IEEE 13 barras, com tensão de operação de 4,16 kV. Este sistema teste caracteriza-se por um alto carregamento, apresentando um único regulador de tensão na subestação, linhas aéreas e subterrâneas, capacitores em derivação, um transformador em linha e cargas desequilibradas.

A metodologia foi desenvolvida através de uma interface integrada entre os softwares MATLAB® e OpenDSS, onde os dados da rede também podem ser obtidos pelo sistema SCADA. É importante ressaltar que o passo de simulação no cálculo do fluxo de potência está em minutos, totalizando 1440 pontos em 24 horas.

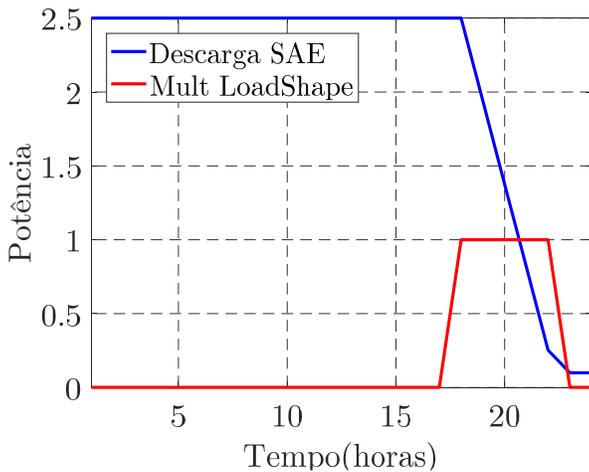


Fig. 4. Exemplo de descarga de um SAE para valores positivos de *Mult*.

No primeiro cenário foi proposto somente analisar os benefícios da injeção do potencial armazenado, nos horários de pico. A simulação começa às 00:00 horas, com as baterias em 100% de carga. O sistema roda o fluxo de potência de minuto em minuto e o despacho dos armazenadores é iniciado às 19:00 horas e encerrado às 22:00 horas.

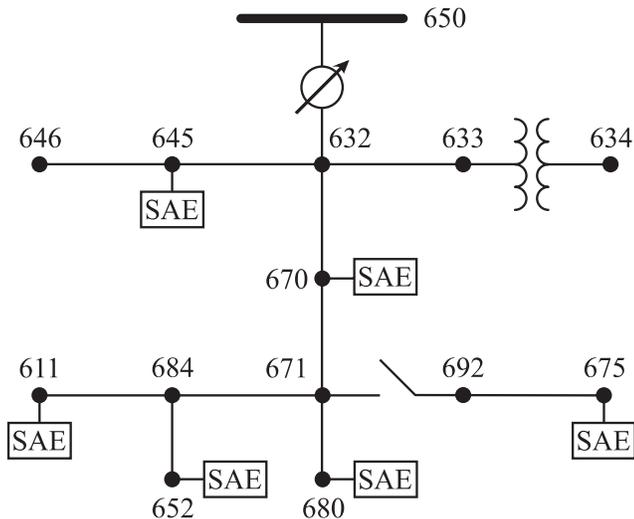


Fig. 5. Rede de testes IEEE 13 barras com SAEs.

Foram utilizados 6 módulos de baterias monofásicas, de 250 kWh armazenados com tensão de 2,4 kV e 50 kW de potência de saída. Neste cenário foi incluso o valor de fator de potência das baterias, que remete ao fator de potência do inversor acoplado em cada SAE, respeitando o valor de 0,92, e que resulta na inserção de energia reativa no sistema. As baterias foram alocadas de forma aleatória nas barras do sistema e em fases diferentes, conforme a Tabela 1.

TABELA 1. LOCALIZAÇÃO DOS MÓDULOS DE ARMAZENAMENTO

Barra de alocação	Fase selecionada
680	B
675	A
611	C
652	A
670	B
645	C

A Fig. 6 mostra a curva de potência ativa das três fases do sistema, antes da inserção dos SAEs, caracterizando um perfil de consumo desbalanceado com predomínio de cargas industriais e residenciais.

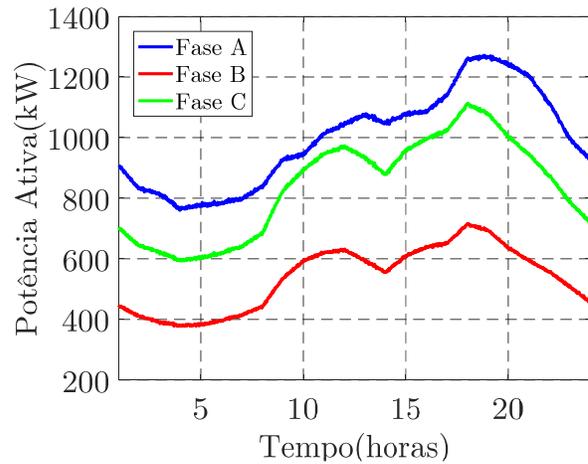


Fig. 6. Potência ativa original do sistema IEEE 13 barras.

A Fig. 7 mostra um comparativo entre as curvas de carga antes e após a aplicação dos SAEs, onde a linha tracejada representa a curva de carga do sistema sem o despacho do armazenamento no horários de ponta.

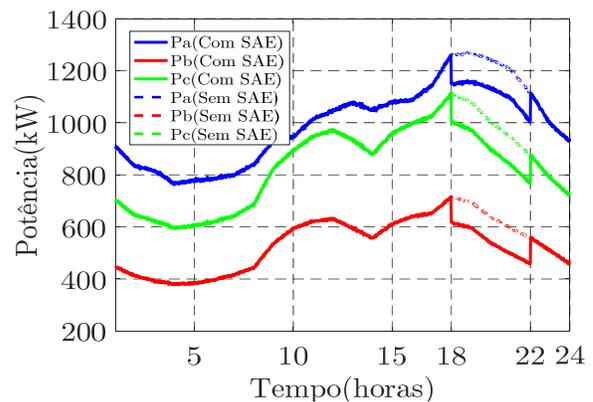


Fig. 7. Comparativo entre as curvas de carga antes e após a aplicação dos SAEs.

Nota-se que após executar o despacho da energia dos SAEs nos horários especificados, houve uma atenuação na potência ativa na subestação. Com a inserção de energia reativa no sistema, é válido a análise da curva de carga de potência reativa da subestação. Na Fig. 8 nota-se uma redução no valor de potência reativa entregue pela subestação ao sistema.

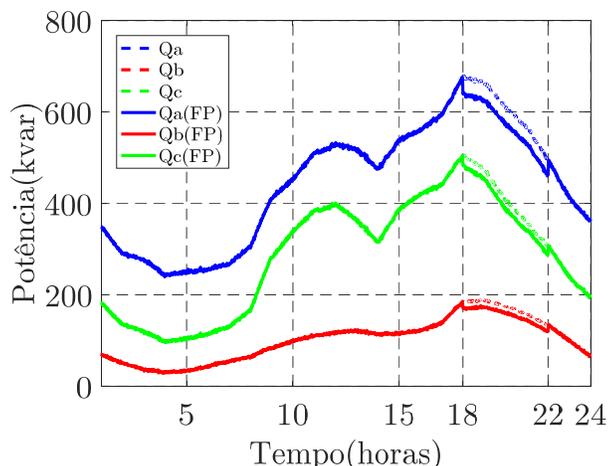


Fig. 8. Comparativo entre as curvas de carga de potência reativa.

O perfil de tensão no ponto de instalação do SAE da barra 675 é apresentado na Fig. 9. Onde observa-se uma elevação no perfil de tensão, valor pouco significativo em níveis de média tensão.

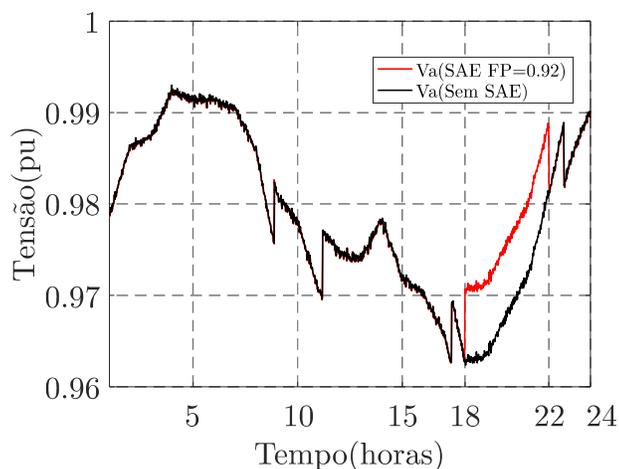


Fig. 9 Comparativo entre a tensão na barra 675.

A Fig. 10 mostra uma comparação entre o fator de potência da subestação nas três situações simuladas. Pode-se observar uma redução do fator de potência com a inserção dos SAEs, porém não em níveis significativos. Sabe-se que inserção de energia ativa no ponto de instalação reduz o montante de energia ativa entregue pela subestação ao sistema, fazendo com que o fator de potência apresente um decréscimo quando observado na subestação.

Observando o valor do fator de potência no ponto de inserção, pode-se perceber que o despacho dos SAEs contribui

de maneira positiva no valor do fator de potência, diferente do comportamento do fator de potência na subestação.

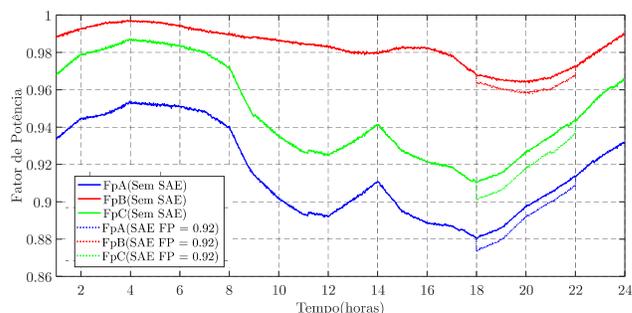


Fig. 10. Comparativo entre o fator de potência na subestação, antes e após a aplicação dos SAEs.

A Fig. 11 mostra o fator de potência na Barra 675, onde o SAE interfere de maneira positiva no fator de potência, este resultado é semelhante nos demais pontos de inserção dos SAEs.

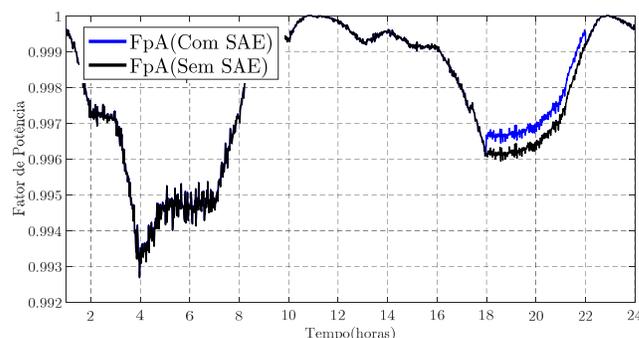


Fig. 11. Comparativo do fator de potência na Barra 675.

Os resultados da simulação foram satisfatórios, com o objetivo de interferir e atenuar a curva do alimentador nos horários de ponta. Também observou-se uma melhora significativa no perfil de tensão, tanto do alimentador, quanto do ponto de instalação dos SAEs.

V. CONCLUSÃO

A inserção de SAEs no sistema de distribuição é capaz de causar uma interferência na curva de carga, através do despacho da energia armazenada nos horários pré-definidos. Nota-se que há uma diminuição da potência ativa demandada e, conseqüentemente, uma redução na demanda máxima de energia trazendo benefícios ao sistema.

Verifica-se também, a melhoria do perfil tensão da subestação e do ponto de instalação dos SAEs nos horários de despacho dos armazenadores. O valor do fator de potência na subestação, apresentou uma redução, evidenciando a diminuição de potência ativa que é entregue pela subestação ao sistema, uma vez que a potência reativa não é alterada na mesma proporção. Em contra partida o fator de potência nos pontos de instalação dos SAEs foram melhorados, pois sua inserção ocasionou um acréscimo de potência ativa no horário de ponta.

Salienta-se que a integração dos SAEs nas redes de distribuição pode contribuir de forma positiva, tanto para o consumidor no ponto de instalação dos SAEs, quanto para a qualidade de energia da concessionária de distribuição.

Atualmente o Brasil não detém suporte normativo e tecnológico para a utilização de SAEs nas redes de distribuição. Entretanto, espera-se que com a disseminação deste tipo de tecnologia os benefícios do uso dos SAEs contribuam para o aumento da confiabilidade e suprimento de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

- [1] VAZQUEZ, S. et al. Energy storage systems for transport and grid applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 57, n. 12, p. 3881–3895, 2010.
- [2] ANEEL. Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. 2017. Url: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD> Fonte.asp.
- [3] SOUZA, R. C. Estrutura da tarifa branca de Energia Elétrica no Brasil. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio, 2016.
- [4] FUCHS, G. et al. Technology overview on electricity storage. ISEA, Aachen, Jun, 2012.
- [5] BUENO; BRANDÃO. Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no brasil. Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia, 2013.
- [6] BARAN, R.; LEGEY, L. F. L. Veículos elétricos: história e perspectivas no brasil. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 33, p. 207-224, mar. 2011., Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2011.
- [7] QIAN, H. et al. A high-efficiency grid-tie battery energy storage system. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 26, n. 3, p. 886–896, March 2011.
- [8] ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, NBR 16149, Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, 2014.
- [9] MELLO, A. P. C. de. Estratégia de controle Volt/Var coordenado para sistemas de distribuição inteligentes. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria - UFSM, 2018.
- [10] RADATZ, P. R. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo -USP, 2015.