

IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS COMO ALTERNATIVA PARA MITIGAÇÃO DE PROBLEMAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Thiago Luiz Caretta, Vitor Teles Correia

Instituto Federal de Santa Catarina

Câmpus Jaraguá do Sul – Rau – Curso de Engenharia Elétrica

e-mail: thiago.lc02@aluno.ifsc.edu.br, vitor.correia@ifsc.edu.br

Trabalho de Conclusão de Curso – TCC – 04/07/2023

Resumo – Frente ao papel fundamental das redes de distribuição no setor elétrico, observa-se um aumento na demanda por energia. Como resultado, a eficiência energética tornou-se um aspecto crucial a ser considerado nas operações do sistema elétrico. Nesse contexto, os sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB) surgem como uma alternativa para melhorar a eficiência das redes de distribuição. Sendo assim, este trabalho realiza um estudo, de forma a verificar a implementação de um SAEB na rede de distribuição, sem e com geração distribuída fotovoltaica, objetivando a melhora do fator de carga e fator de potência, em conjunto com a identificação de outros impactos positivos ou negativos. Para tal, realizam-se as simulações no *software* OpenDSS através da interface em Python, considerando diferentes cenários, contemplando a integração do SAEB com injeção e absorção de potências ativas e reativas. A partir das análises, verificou-se melhorias significativas no fator de carga e no fator de potência na saída do alimentador, observou-se também, um leve aumento nos níveis de tensão das barras de baixa e média tensão com a inserção do SAEB, ao mesmo tempo em que se percebeu uma leve melhora nas perdas ao longo do alimentador.

Palavras-Chave – Fator de carga, Fator de potência, Geração distribuída fotovoltaica, OpenDSS, Rede de distribuição, Sistema de armazenamento de energia em baterias.

IMPLEMENTATION OF A BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM AS AN ALTERNATIVE TO MITIGATE ISSUES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

Abstract – Given the fundamental role of distribution networks in the electric sector, as increase in energy demand is observed. As a result, energy efficiency has become a crucial aspect to consider in operations of the electrical system. In this context, battery energy storage system (BESS) emerges as an alternative to enhance distribution network efficiency. Therefore, this paper conducts a study, in order to verify the implementation of a BESS in the distribution network, without and with photovoltaic distributed generation, aiming to improve the load factor and power factor, while identifying others potential positive or negative impacts. For this purpose,

simulations are carried out using the OpenDSS software through the Python interface, considering different scenarios, including the integration of BESS with injection and absorption of active and reactive powers. From the analyses, significant improvements were observed in the load factor and power factor at the feeder output, there was also, a slight increase in voltage levels at low and medium voltage bars with the insertion of BESS, while a slight improvement in losses along the feeder was noticed.

Keywords – Load factor, Power factor, Photovoltaic distributed generation, OpenDSS, Distribution network, Battery energy storage system.

I. INTRODUÇÃO

As redes de distribuição de energia elétrica desempenham um papel fundamental ao transmitir eletricidade para os consumidores finais. Essas redes são compostas por uma complexa infraestrutura de cabos, transformadores e outros dispositivos que permitem o transporte e distribuição da energia elétrica em diferentes áreas. Certamente, à medida que a demanda por energia continua a crescer e os desafios ambientais se tornam mais urgentes, a eficiência energética tornou-se um aspecto crucial a ser considerado na operação das redes de distribuição.

Desse modo, assuntos voltados a eficiência energética estão cada vez mais presentes no cotidiano das pessoas, todavia, o Brasil não desempenha um papel de destaque no cenário mundial. No ano de 2022 o Brasil ocupava a 19ª posição no ranking internacional da eficiência energética, que classifica os 25 maiores usuários de energia do mundo [1].

Frente a isso, o Governo Federal busca incentivar medidas que contornem tal situação. Com isso, as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, por meio do Programa de Eficiência Energética (PEE), destinam anualmente um montante de sua receita líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico [2]. Tais projetos, devem apresentar certa relevância e praticabilidade econômica de melhoria da eficiência energética, tanto em seus processos quanto em seus usos finais. Seu objetivo é, portanto, maximizar o interesse público na conservação de energia e evitar a alta demanda, estimulando o desenvolvimento de novas tecnologias para o uso racional da energia elétrica.

Dentre as novas tecnologias aplicadas as redes de distribuição, encontram-se os sistemas de armazenamento de

energia em baterias (SAEB), que estão em crescimento acelerado no mundo nos últimos anos [3] e possuem uma vasta gama de aplicações no setor elétrico. Já quando se olha sob o ponto de vista da concessionária de energia elétrica, o SAEB pode ser utilizado como meio de controle do fator de potência (FP) e planificação das curvas de demanda, reduzindo picos e dando uma folga aos sistemas de transmissão e distribuição (T&D), contribuindo assim, para uma maior eficiência. A planificação das curvas de carga pode ser obtida mediante a melhora do fator de carga (FC) do sistema, deslocando a demanda ao longo do dia, o que consequentemente, reduzem a potência demandada pelo alimentador, gerando alívio de carga nos sistemas de T&D e dessa forma, postergando investimentos na rede, podendo estes recursos serem melhor empregados em outros pontos deficitários do sistema. Já o FP pode ser obtido por meio do controle de injeção e absorção de potências ativas e reativas na rede de distribuição.

Quando se analisa os atuais sistemas de distribuição, vê-se cada vez mais a inserção de gerações distribuídas (GD), as quais, não possuem controle direto do operador do sistema, ficando esta, condicionada a estratégias de resposta da demanda, ou seja, um controle indireto. A inclusão da GD no sistema introduz preocupações consideráveis ao planejamento e operação das redes de distribuição, uma vez que se tem uma geração variável com o tempo e dependente de fatores climáticos. Os SAEB então surgem como uma alternativa para contornar tais problemas, uma vez que estes podem ser controlados diretamente pelo operador do sistema, sendo assim, capaz de atenuar os problemas de intermitência e baixo fator de capacidade dessas fontes em determinados períodos do dia, podendo deslocar os picos de carga para momentos de menor demanda ou simplesmente reduzir o pico de carga [4], trazendo desse modo, um alívio para o sistema por tornar uma geração não despachável em despachável.

Dentre os trabalhos que abordam o tema em questão, tem-se em [5] uma estratégia de dimensionamento eficaz para o SAEB nas redes de distribuição sob alto nível de penetração fotovoltaica, com o objetivo de otimizar o tamanho do sistema de armazenamento, bem como, verificar a análise de custo benefício quando o SAEB é aplicado para regulação de tensão e redução do pico de carga.

Em [6], é apresentado um algoritmo para avaliar a capacidade do SAEB dentro dos intervalos de carga e descarga, objetivando a redução do pico de carga em uma rede de distribuição. O método empregado baseia-se no perfil de carga agregado, observado a partir da subestação de distribuição principal, para calcular através de procedimentos matemáticos o tamanho do SAEB necessário.

Para [7], o objetivo é avaliar o desempenho da rede elétrica em função da taxa de penetração essencial para achatar a curva de demanda de um alimentador real, valendo-se de simulações no *software* OpenDSS. Para isso, os SAEB foram alocados em distintos barramentos da rede elétrica, permitindo mapear as mudanças de estado da rede quando empregadas diferentes taxas de penetração.

No estudo realizado por [8], a proposta consiste na utilização de um SAEB para controle da curva de demanda, por meio do nivelamento de carga, objetivando a melhora do FC. A implementação foi feita primeiramente em um sistema mais simples de apenas duas barras, para posteriormente ser

aplicado em um sistema de rede padronizado pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) de 13 barras, por meio do *software* OpenDSS. Para ambas as implementações, adotou-se uma descarga de 100% das baterias de íons de lítio, as quais cumpriram seu papel e proveram uma melhora no FC dos sistemas de distribuição.

Já no trabalho [9], desenvolveu-se uma metodologia visando inserir os sistemas de armazenamento de energia em um sistema IEEE de 13 barras modificado sob diferentes condições de operação, por meio dos *softwares* MATLAB® e OpenDSS, buscando uma suavização da curva de carga da rede de distribuição nos horários de demanda máxima. Com isso, levantaram-se os benefícios e malefícios da inserção do sistema de armazenamento de energia.

Considerando as pesquisas já realizados a partir do exposto, este trabalho apresenta um estudo sobre o uso de um SAEB no ramal alimentador da rede de distribuição da cidade de Jaraguá do Sul, a fim de atenuar os problemas da rede de distribuição, sob o ponto de vista da concessionária de energia.

Desta forma, este trabalho tem como objetivo geral analisar os impactos da inserção de um SAEB na rede de distribuição, sem e com penetração fotovoltaica, visando a melhoria do FC, FP e a identificação de outros impactos positivos ou negativos. Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Definir o SAEB e as suas especificações de operação;
- Modelar o SAEB utilizando o *software* OpenDSS através da interface em Python, inserindo este no ramal alimentador da rede de distribuição;
- Realizar simulações do SAEB em diferentes cenários de penetração de geração fotovoltaica no alimentador;
- Analisar a melhora do fator de carga obtida em cada simulação com injeção de potência ativa;
- Analisar os impactos no FP com a injeção de potência ativa e com isso variar a injeção de potência reativa, simulando novos cenários;
- Levantar e quantificar os demais impactos positivos, negativos e outras possíveis melhorias com a inserção do SAEB.

Para que tais objetivos sejam alcançados, este trabalho está dividido em 5 seções. Na seção II, apresenta-se a fundamentação teórica do trabalho, dando um enfoque para o SAEB, a conceituação de FC, FP, limites de tensões em regime permanente, gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) e demonstram-se algumas informações sobre o *software* OpenDSS e o modelo de armazenamento de energia. A seção III expõe a metodologia utilizada, enquanto na seção IV demonstram-se os resultados alcançados e análise dos mesmos. Por fim, na seção V, tem-se as conclusões obtidas acerca deste trabalho.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Apresenta-se nesta seção, a base teórica necessária para o desenvolvimento do presente trabalho, tratando desde os sistemas de armazenamento de energia, a compreensão de FC e do GLD, até as informações sobre o *software* OpenDSS, bem como o modelo de armazenamento de energia utilizado pelo *software*.

A. Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE)

Os SAE se apresentam como uma solução na integração com fontes renováveis de energia, como a solar e a eólica por exemplo. Neste tipo de geração, tem-se uma característica variável, uma vez que depende de fatores climáticos. Desse modo, com a finalidade de utilizar a energia renovável de maneira mais eficiente e viável operacionalmente, tem-se utilizado do recurso dos SAE. Esses, contribuem com a qualidade de energia da rede ao manter a continuidade do fornecimento [4].

Nos dias atuais, pode-se classificar os SAE de acordo com a natureza do processo, dividindo-o em cinco grupos. A Figura 1 apresenta a classificação dos SAE.

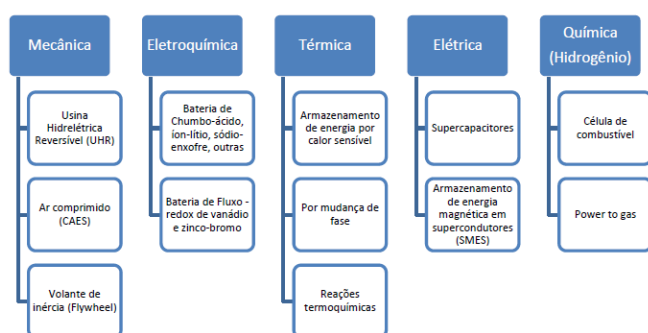


Fig. 1. Classificação dos SAE em função da natureza do processo [3].

Mesmo havendo diferentes aplicações e capacidades de armazenamento, o eletroquímico por meio de baterias se destaca com grande potencial para as matrizes elétricas futuras [3].

1) *Sistema de armazenamento de energia em baterias (SAEB)*: O mecanismo funcional de uma bateria consiste nas reações eletroquímicas no interior da célula, assim que uma carga é conectada aos seus terminais. Em um processo eletroquímico, os elétrons são liberados de um eletrodo e transferidos para o outro através de um circuito externo. Dependendo da tensão de saída e capacidade de energia necessária, as baterias podem ser conectadas em série, paralelo ou ambas. Várias combinações de elementos químicos e materiais utilizados, como eletrólitos, eletrodos ou membranas, abrangem uma ampla gama de tecnologias de baterias [10].

Dentre as principais tecnologias que se desenvolveram nos últimos anos, seja devido a uma maior participação no mercado ou até mesmo devido as suas perspectivas de crescimentos futuros, tem-se as baterias de chumbo-ácido, íon-lítio, sódio-enxofre e baterias de fluxo [3]. Cada tecnologia serve a uma finalidade diferente, desse modo, comparações técnicas e econômicas devem ser feitas caso a caso, pois a viabilidade de cada solução varia de acordo com a escala e a aplicação necessária. A Tabela I apresenta uma comparação entre alguns tipos de baterias citados anteriormente.

O SAEB pode ser utilizado em diversos setores e pontos do sistema elétrico, como por exemplo, na geração centralizada

convencional, geração distribuída, T&D, indústrias, microrredes ou até mesmo em sistemas *off-grid*.

Nos dias atuais as baterias de íons de lítio ganham um papel de destaque no cenário dos SAEB, devido as suas características técnicas, acarretando na tecnologia empregada no presente trabalho.

TABELA I
Comparação de Características Técnicas entre Baterias [10]

Bateria	Vida útil (anos/ciclos)	Densidade Energética	Tempo de Descarga	Tempo de Recarga
Chumbo-ácido	5-15/ 2000	75 kWh/m ³	min-h	8-16 h
Íon-lítio	8-15/ 500-600	250-620 kWh/m ³	min-h	9 h
Sódio-enxofre	12-20/ 2000	400 kWh/m ³	seg-h	9 h
Zinco-brometo	5-10/ 300-1500	20-35 kWh/m ³	seg-10h	4 h
Vanadium redox	10-20/ 13000	20-35 kWh/m ³	seg-10h	min

2) *Baterias de íons de lítio*: É uma tecnologia avançada que tem sido amplamente utilizada em dispositivos eletrônicos, veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia. Elas são conhecidas por sua alta densidade de energia, vida útil longa e desempenho confiável. Vários parâmetros são importantes para avaliar o desempenho de uma bateria de íons de lítio, incluindo a profundidade de descarga máxima, ou DoD (do inglês *Depth of Discharge*), estado de carga, ou SoC (do inglês *State of Charge*), o número de ciclos, a temperatura de operação, dentre outros.

O DoD refere-se à porcentagem da capacidade total da bateria que pode ser utilizada antes de atingir um nível crítico de descarga. As baterias de lítio têm uma DoD típica de 80% a 90%, que significa que é possível utilizar de 80% a 90% da capacidade total da bateria antes de precisar recarregá-la [11]. Cabe ressaltar que descargas profundas e excessivas podem reduzir a vida útil da bateria.

Já o SoC indica a quantidade de carga restante em uma bateria em relação a sua capacidade total, expressa em porcentagem, sendo 100% para completamente carregada e 0% para completamente descarregada [11].

A vida útil das baterias é medida por meio dos seus ciclos de operação, que consistem no processo de carga e descarga do sistema. Segundo [10], as baterias de lítio normalmente possuem um ciclo de 500 a 600 vezes, porém, a depender da DoD esse valor pode chegar a 1000 ciclos ou mais. Outros fatores também contribuem para o declínio da vida útil de uma bateria, como por exemplo, a sua temperatura de operação. Baterias possuem um melhor funcionamento se operadas em temperatura ambiente, já que temperaturas elevadas diminuem sua vida útil, pois estimula o aumento da resistência interna, acarretando no envelhecimento precoce [12].

B. Fator de Carga (FC)

De acordo com a Resolução Normativa nº 1000/2021 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o FC é a

razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora, ocorridas no mesmo intervalo de tempo [13]. A Eq. (1) representa o cálculo do FC, na qual $D_{média}$ é a demanda média e $D_{máxima}$ é a demanda máxima.

$$FC = \frac{D_{média}}{D_{máxima}} \quad (1)$$

O FC é um valor adimensional, variando de 0 a 1, o qual, torna-se mais eficiente quando próximo de 1. Um resultado próximo de 1 indica que as demandas instantâneas ao longo do dia são próximas da demanda máxima. A análise do FC possibilita identificar os pontos de pico de demanda de modo a avaliar a uniformidade da utilização da energia elétrica, visando o melhor aproveitamento da instalação elétrica e da demanda contratada.

Para melhorar o FC, utiliza-se, por exemplo, o deslocamento de determinadas cargas no período de pico da curva de carga para horários de menor consumo ou até mesmo aproveitam-se os horários de menor demanda na curva de carga para aumentar o consumo de potência demandada nesses horários. Outro caso que ajuda a melhorar o FC é a utilização de bancos de baterias para planificação da curva de carga [5] - [9], ocasionando redução de pico de demanda, preenchimento de vale e deslocamento de demanda, fazendo com que a demanda máxima esteja mais próxima possível da demanda média.

C. Fator de Potência (FP)

O FP é definido pelo módulo 8 do PRODIST, conforme Eq. (2) [14].

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{P [W]}{S [VA]} \quad (2)$$

Em que P é a potência ativa, Q é a potência reativa e S é a potência aparente. Neste trabalho, não serão consideradas análises sobre harmônicas. Ainda segundo [14], os valores admissíveis de FP para uma unidade consumidora ou ponto de conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV no ponto de conexão deve estar abrangido entre 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo. Caso seja violado tais limites, é feita a cobrança de energia e demanda reativa excedente [13].

No caso das Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), para apuração das grandezas de energia e demanda reativa excedente, considera-se um período de 6 horas consecutivas, compreendido entre 23h30min a 6h30min para potências inferiores a 0,92 capacitivo e inferiores a 0,92 indutivo para os demais horários, verificados de hora em hora.

Tais limites são estabelecidos, porque o aumento da potência reativa pode causar efeitos indesejáveis na rede de distribuição, como: quedas de tensões maiores, subutilização da capacidade instalada das linhas de transmissão, aumento das perdas elétricas e limitação da capacidade de geração [15].

D. Nível de tensão em regime permanente

O módulo 8 do PRODIST [14], estabelece limites para violações dos níveis de tensão em regime permanente, podendo ser precárias ou críticas. Na Tabela II, é possível verificar a classificação dos níveis de tensão em regime permanente em relação a tensão de leitura (TL) para baixa tensão (380/220 V).

TABELA II

Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220 V) [14]

Tensão de atendimento	Faixa de variação da TL [pu]
Adequada	$0,92 \leq TL \leq 1,05$
Precária	$0,87 \leq TL < 0,92$ ou $1,05 < TL \leq 1,06$
Crítica	$TL < 0,87$ ou $TL > 1,06$

Já a Tabela III mostra a classificação dos níveis de tensão em regime permanente para tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

TABELA III

Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV [14]

Tensão de atendimento	Faixa de variação da TL [pu]
Adequada	$0,93 \leq TL \leq 1,05$
Precária	$0,90 \leq TL < 0,93$
Crítica	$TL < 0,90$ ou $TL > 1,05$

É de suma importância o atendimento aos níveis de tensão informados, pois, dessa forma contribui-se para uma maior eficiência energética do sistema elétrico, uma vez que uma tensão inadequada pode levar a perdas de energia, aumentando os custos para o consumidor final e também se evita interrupções ou oscilações que possam prejudicar atividades econômicas e cotidianas que dependam de energia elétrica.

E. Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD)

O GLD pode ser definido como um processo que visa modificar o comportamento do consumidor, a fim de melhorar a eficiência econômica do mercado, a segurança e adequação do fornecimento de energia [4]. Entretanto, o GLD pode ser visto de duas óticas distintas, a ótica do operador da rede e a do consumidor. Para o consumidor, o objetivo principal é a economia com a tarifa de energia. Já para o operador, o objetivo é aumentar a eficiência e garantir a estabilidade da rede elétrica com a redução da demanda de pico [16].

De acordo com [17], as duas óticas apresentadas classificam-se como sendo GLD direto para quando a concessionária atua no controle direto da carga e o GLD indireto, que neste caso, trata-se do próprio consumidor reconfigurando sua demanda, a fim de obter incentivos financeiros.

Visando o GLD direto, pode-se alcançar o controle de carga com a inserção de SAE. Estes SAE, quando inseridos, cooperam para reduzir a demanda de pico, preencher os

períodos de baixo consumo e deslocar a demanda máxima. Já analisando pelo GLD indireto, além das já citadas alterações da curva de carga, pode-se incluir a flexibilização da curva de carga, o aumento estratégico de carga e até mesmo a redução estratégica de carga. A Figura 2 ilustra essas alterações da curva de carga.

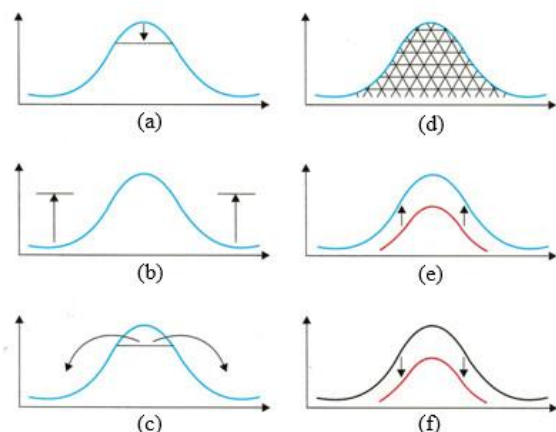


Fig. 2. Alterações da curva de carga pela aplicação do GLD para (a) redução de pico, (b) preenchimento de vale, (c) deslocamento de demanda, (d) flexibilização da curva de carga, (e) aumento estratégico de carga e (f) redução estratégica de carga [4].

Examinando as curvas da Figura 2 (a), (b) e (c), percebe-se que estas buscam melhorar o FC das instalações, ou seja, a relação entre a demanda média e a demanda máxima registrada. A redução do pico da demanda minimiza o consumo no horário de maior utilização do sistema. Já o preenchimento de vale objetiva aumentar o consumo em períodos de maior ociosidade do sistema, elevando a demanda média para valores próximos à demanda máxima. O deslocamento da demanda, por sua vez, redistribui o consumo ao longo do dia. Todas as três alterações têm em vista a planificação da curva de carga [4].

Observando as curvas da Figura 2 (d), (e) e (f), nota-se que a flexibilização da curva de carga está relacionada ao conceito de confiabilidade, o qual, o consumidor permite eventuais cortes ou redução da qualidade de energia fornecida em troca de benefícios financeiros. Por outro lado, o aumento e redução estratégica de carga é obtida por meio de redução das tarifas, estimulando o consumo em determinados períodos do dia ou por meio de ações de eficiência energética para conservação de energia, respectivamente [4].

F. Software OpenDSS, py-dss-Interface e PyCharm

O software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), concebido pela *Electric Power Research Institute* (EPRI), propicia a simulação dos sistemas de distribuição, desde sua modelagem inicial até a inserção de GD e sistemas de armazenamento. No OpenDSS é possível realizar estudos de fluxo de potência, mensurar o nível de perdas técnicas, estudo de distorções harmônicas, entre outras aplicações, mostrando ser uma poderosa ferramenta computacional na área de sistemas de energia [18].

O OpenDSS baseia-se em linhas de comandos que podem ser oriundas do usuário, provenientes de um arquivo texto ou até mesmo de programas externos. Um diferencial é que se

trata de um software de código aberto, de modo a contribuir com o desenvolvimento das áreas de *Smart Grids*, bem como permitir que desenvolvedores, ou até mesmo o próprio usuário, criem suas próprias DLL (*Dynamic Link Library*) com o intuito de solucionar problemas específicos dos seus estudos [18]. Por fim, o OpenDSS pode ser controlado por programas como Python, MATLAB®, dentre outros.

Em se tratando do uso de Python para controlar o OpenDSS, tem-se o py-dss-Interface em conjunto com o PyCharm, que se trata de um ambiente de desenvolvimento integrado, oferecendo uma ampla gama de recursos para facilitar o desenvolvimento do OpenDSS através da programação Python, o que permite realizar simulações em diferentes cenários, sem que para isso, precise ser alterado o código inicial. Isso devido ao fato de possibilitar a inclusão de “loopings”, condições de filtragem, entre demais disponibilidades oriundas da linguagem Python.

1) *Elemento Storage no OpenDSS*: O elemento *Storage* simula um SAE na rede elétrica, funcionando como um gerador durante o descarregamento e como uma carga durante o carregamento, sempre sujeito à sua potência nominal e capacidade de armazenamento. Este elemento pode operar de forma autônoma ou pode ser controlado pelo elemento *StorageController* e/ou o elemento *InvControl*. Ambos os elementos de controle ficam responsáveis pelo despacho de potência ativa e reativa, de acordo com as variáveis definidas pelo usuário [19].

Este elemento realiza simulações com diversas variações temporais, podendo ser no modo diário, anual ou *DutyCycle*, o qual destina-se a compensar variações de curto prazo, como por exemplo, durante transientes de nuvens que afetam a geração solar fotovoltaica. De maneira geral, o elemento *Storage* possui um inversor embutido no seu modelo geral, conforme representado pela Figura 3 [19].

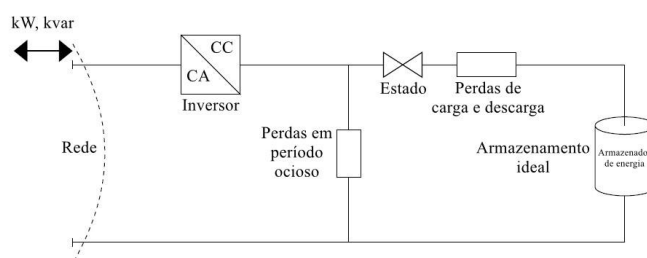


Fig. 3. Modelo geral do elemento *Storage*, adaptado de [19].

Os diferentes componentes do modelo são [19]:

- Armazenamento ideal: Como o próprio nome sugere, trata-se de um sistema de armazenamento ideal, sem perdas;
- Perdas de carga e descarga: Representam as perdas associadas à conversão do meio de armazenamento em energia elétrica e vice-versa. É possível especificar eficiências separadas para carga e descarga;
- Estado: Representa o estado em que o elemento *Storage* opera, podendo ser: Carregando, Descarregando e em ocioso;
- Inversor: Permite o despacho de potência ativa e reativa com base em funções pré-definidas pelo

usuário, bem como limitar a taxa de carga e descarga e modelar suas perdas;

- Perdas em período ocioso: Representa as perdas por cargas auxiliares e auto descarregamento em períodos de armazenamento. Quando em estado de descarga, as perdas por auto descarregamento são supridas pelo armazenador ideal, aumentando a potência que efetivamente descarrega o elemento. Já no estado de carregamento, estas são alimentadas pelo inversor e agem de maneira a retardar o carregamento do armazenador ideal. Por fim, no estado de repouso, são alimentadas pela rede por meio do inversor.

O elemento *Storage* pode operar de forma autônoma, desse modo, tem-se os modos de despacho abaixo [20]:

- *Default*: Neste modo o SAE é carregado ou descarregado por meio de uma curva de carga definida pelo usuário;
- *Follow*: Quando em Follow, o armazenamento segue um multiplicador, especificado pelo usuário, sendo que valores negativos carrega o elemento e valores positivos o descarrega;
- *Price e Load level*: Estes dois modos funcionam de forma similar, onde o despacho é controlado por intermédio de uma curva de preço informada ou uma curva de nível de carga;
- *External*: Com este modo, o estado do modelo de armazenamento é controlado por um controlador externo, como o *InvControl* e o *StorageController*.

2) *Elemento StorageController no OpenDSS*: O elemento *StorageController* permite controlar uma ou mais unidades de armazenamento de energia de forma simultânea. A principal função deste controlador encontra-se em seus modos de carga e descarga inteligentes, sendo 4 modos de carregamento e 7 de descarregamento [21].

Como definido em [21], os modos *LoadShape* e *Time* podem ser empregados tanto em modo de carga quanto descarga. No modo *LoadShape* o controle se dá por meio de uma curva de carga e no modo *Time* o controle acontece em um horário definido, a uma taxa constante.

Entre os demais modos de carregamento, tem-se [21]:

- *PeakShaveLow*: Neste modo o carregamento acontece quando o elemento monitorado estiver abaixo de um valor de kilowatt (kW) especificado;
- *I-PeakShaveLow*: Quando definido este modo, o carregamento acontece no momento em que o elemento monitorado estiver abaixo de um valor de corrente especificado.

Já para descarregar, a possibilidade de controle é mais vasta, por intermédio dos seguintes modos [21]:

- *PeakShave*: O controle descarrega o armazenamento para manter a potência no elemento abaixo de uma potência alvo, definida pelo usuário;
- *I-PeakShave*: O controle descarrega o armazenamento para manter a corrente no elemento abaixo de um valor de corrente, definida pelo usuário;

- *Follow*: Neste modo existe um acompanhamento de um elemento de carga da rede, o qual é acionado por tempo e procura descarregar o SAE de modo a manter a potência no elemento abaixo da potência alvo definida pelo usuário;
- *Support*: Com este modo, o controle opera de forma oposta ao *PeakShave* e o SAE é descarregado para manter a potência no elemento acima de uma potência alvo, como por exemplo, na utilização de sistemas fotovoltaicos em que se deseja entregar sempre um valor mínimo de potência, sendo que esta decresce durante eventos de transientes como as nuvens;
- *Schedule*: Este modo opera semelhante ao modo *Time*, porém, com o despacho acontecendo por meio de uma rampa de subida de descida definida pelo usuário.

III. METODOLOGIA

Esta seção visa explicitar os métodos utilizados para o desenvolvimento do trabalho e a Figura 4 ilustra as etapas da metodologia.

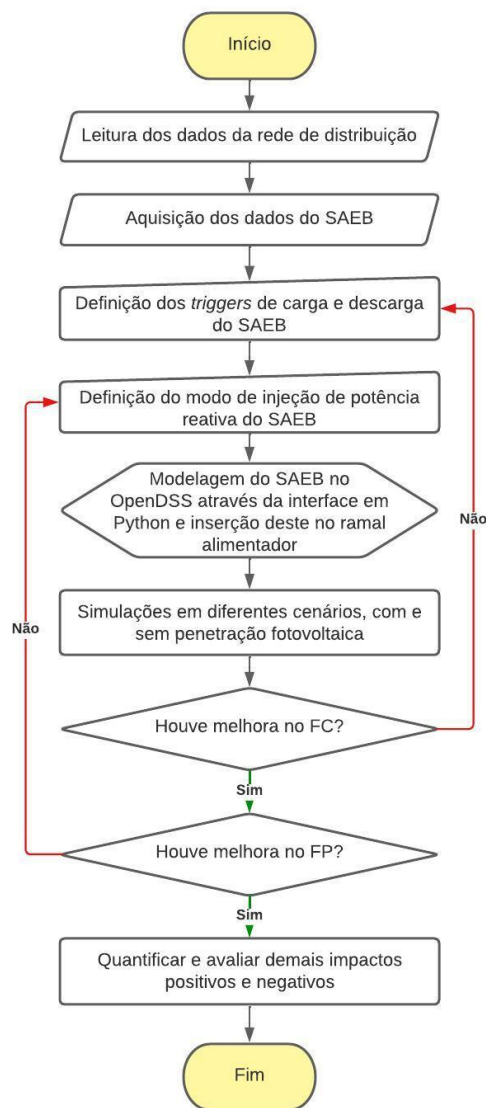


Fig. 4. Etapas para o desenvolvimento do estudo.

A. Leitura dos dados da rede de distribuição da Celesc

O alimentador utilizado neste trabalho é o JSL07, proveniente da subestação JSL e fica situado na cidade de Jaraguá do Sul/SC. Os dados de modelagem utilizados são referentes à 4ª Revisão Tarifária Periódica da Celesc, do ano de 2016, o qual não contava com GD e dados relacionados às unidades compensadoras de reativos [22]. A escolha desse alimentador se justifica por conta da utilização deste em demais trabalhos acadêmicos [22], [23], dando a possibilidade de traçar paralelos entre os estudos e ver diferentes implementações em um sistema de distribuição real. Salienta-se que este alimentador não possui regulador de tensão e contém aproximadamente 620 unidades consumidoras (UCs) de baixa e média tensão.

A Tabela IV expõe as principais características do alimentador JSL07.

TABELA IV
Características do alimentador JSL07 [22]

Descrição	Quantidade
Segmentos de média tensão	148
Segmentos de baixa tensão	171
Unidades transformadoras de distribuição	24
Unidades transformadoras de média tensão	13
Unidades transformadoras de baixa tensão	604

A Figura 5 demonstra o traçado do alimentador JSL07, obtida por meio do *software* OpenDSS rodando pela interface Python.

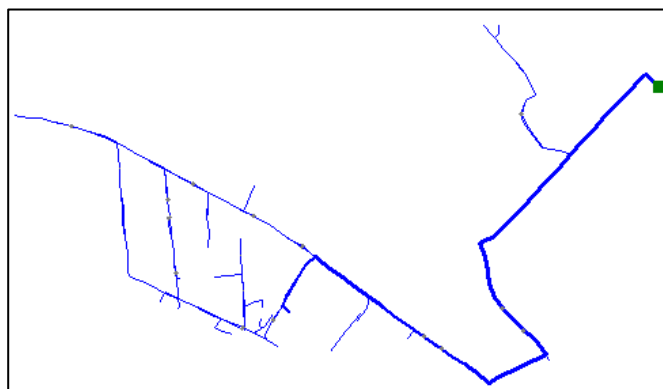


Fig. 5. Traçado do alimentador JSL07.

O quadrado verde sinaliza a localização da subestação, enquanto que na saída deste, observa-se traçados mais grossos, sinalizando um maior fluxo de potência. Esta potência é distribuída ao longo das ramificações, indicando traçados mais finos para um fluxo de potência menor.

Ainda considerando o exposto em [22], este traz a inserção de diferentes níveis de penetração de geração distribuída fotovoltaica (GDFV), no alimentador anteriormente apresentado. Neste trabalho, considera-se, além da demanda sem GDFV a inclusão de 25% de penetração de GDFV, a qual corresponde a soma das potências instaladas dos geradores fotovoltaicos das UCs, totalizando 25% da potência nominal

do transformador de distribuição ao qual as cargas com GDFV estão conectadas.

As UCs com GDFV foram distribuídas conforme Tabela V, o qual verifica-se o número de UCs conectadas aos secundários dos transformadores de distribuição, representados pelo código de identificação (COD_ID), bem como sua potência nominal. Cada GDFV conta com um gerador de potência de 8,50 kW.

TABELA V

Transformadores de distribuição do alimentador JSL07, cargas e geradores fotovoltaicos conectados [22]

COD_ID	S (kVA)	UCs totais	Nº de UCs com GDFV
7295705	500	81	15
7302415	75	0	0
7302696	300	116	9
7346877	112,5	13	3
7346879	75	4	2
7347044	112,5	38	3
7347045	150	29	4
7347046	150	17	4
7347047	112,5	11	3
7347048	150	14	4
7347049	112,5	21	3
7347050	112,5	29	3
7347051	112,5	36	3
7347052	112,5	26	3
7347053	150	14	4
7347054	150	13	4
7347055	112,5	18	3
7349732	75	14	2
7445559	150	5	4
7463860	150	25	4
7473915	45	11	1
7473916	45	19	1
7474235	112,5	28	3
7481283	112,5	22	3

A partir dos arquivos modelados sem e com GDFV, pode-se observar a potência ativa e reativa demandada da subestação pelo circuito JSL07 nos dias úteis conforme o decorrer das horas do dia, demonstrado na Figura 6. Como a GDFV injeta somente potência ativa, tem-se as curvas de potência reativa sobrepostas.

B. Aquisição dos dados, definição dos triggers de carga e descarga e definição dos modos de injeção de potência reativa do SAEB

Neste trabalho, utilizam-se alguns dados do BESS UTILITY, da empresa WEG [24], modelo montado em eletrocentro e indicado para aplicações na frente do medidor.

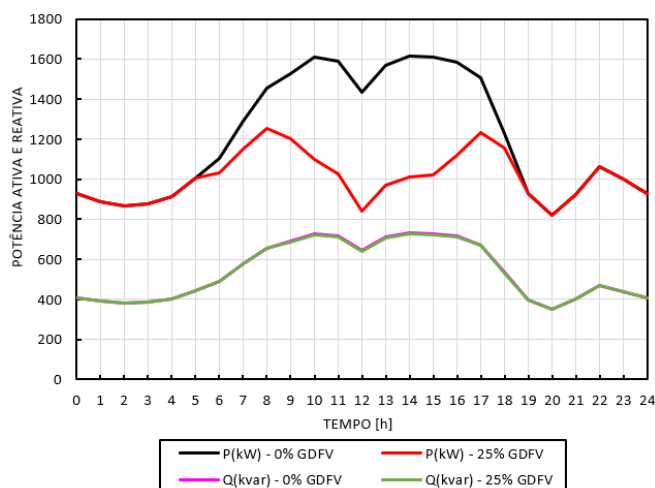


Fig. 6. Potência demandada pelo alimentador [22].

As baterias disponíveis para este produto são de íons de lítio, montadas em rack, o que garante um amplo range de capacidade de energia elétrica, e contam com uma DoD de até 100%. O BESS UTILITY conta, de igual modo, com um transformador a seco na entrada, para redução da tensão a níveis aceitáveis pelo inversor, o qual possui uma ampla gama de potência para escolha, partindo de 530 kVA até 4770 kVA. Outro detalhe diz respeito a capacidade de energia, que pode ser obtida variando a quantidade de células e racks de baterias.

Já o SAEB, será controlado externamente pelo *StorageController* nos modos de *PeakShaveLow* e *PeakShave*, por meio do *software* OpenDSS rodando pela interface Python, como detalhado no subitem subsequente, e para isso define-se os *triggers* de carga e descarga, ou seja, define-se a partir de qual potência demandada pelo alimentador o SAEB passa a operar como carga, se carregando, e qual potência o SAEB passa a operar como gerador, descarregando. Em análise a Figura 6, definiu-se os *triggers* como sendo 1200 kW para carga e 1375 kW para descarga do SAEB sem GDFV e 1000 kW e 1100 kW com 25% de GDFV para carga e descarga respectivamente. As Figuras 7 e 8 mostram as demandas do alimentador nos dois cenários com os seus respectivos *triggers*.

Em análise as Figuras 7 e 8, nota-se que quando a demanda do alimentador for menor que o *trigger* de carga, acontece o carregamento do SAEB e quando a demanda do alimentador for maior que o *trigger* de descarga, ocorre o descarregamento do SAEB.

Por sua vez, o *software* permite trabalhar com diferentes modos de injeções de potência reativa, deste modo, primeiramente escolheu-se os modos de FP constante e posteriormente o modo kvar constante. No primeiro modo, o SAEB injeta e absorve potência reativa de modo a manter o FP ajustado pelo usuário, já no segundo modo, aplica-se uma potência reativa constante, definida pelo usuário.

C. Modelagem do SAEB

Para a modelagem do SAEB, utilizou-se o *software* Python versão 3.7.9 com o ambiente de desenvolvimento PyCharm versão 2022.3.3 e o pacote py-dss-interface versão 1.0.2. para rodar o OpenDSS versão 9.4.2.2 (64-bit build). A escolha do Python com o ambiente de desenvolvimento PyCharm se deu

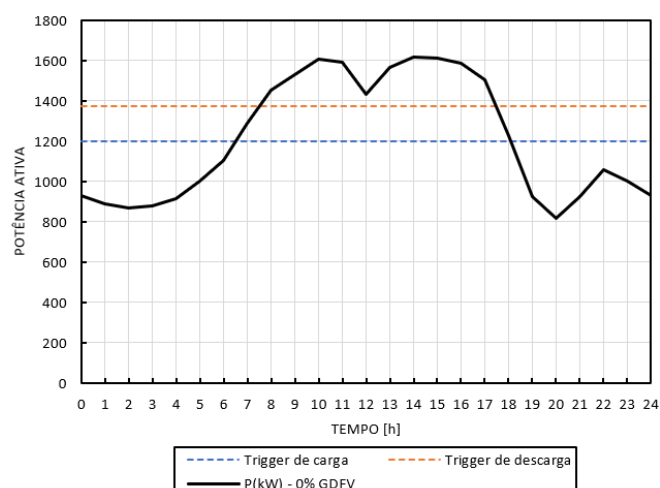


Fig. 7. Potência demandada pelo alimentador com 0% de GDFV e seus respectivos *triggers* de carga e descarga.

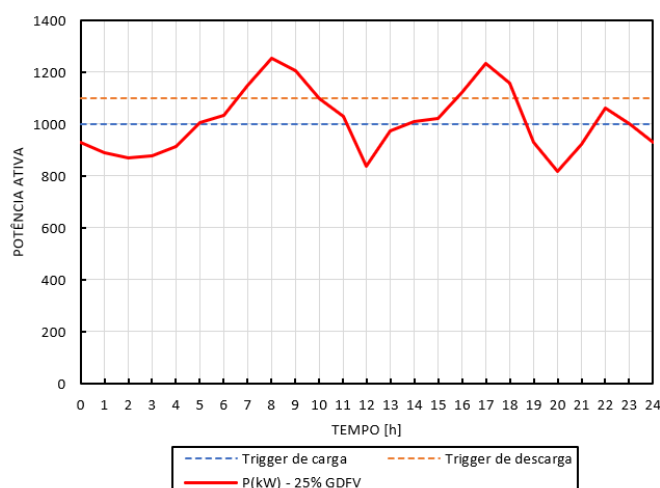


Fig. 8. Potência demandada pelo alimentador com 25% de GDFV e seus respectivos *triggers* de carga e descarga.

em função da facilidade de simulação em diferentes cenários e por conta da possibilidade de implementação de otimizações em trabalhos futuros.

Definiu-se o modo de operação externa para o SAEB e dessa forma, são necessárias as definições das propriedades de *Storage* e *StorageController*.

No elemento *Storage*, tem-se a definição da curva de eficiência do inversor, representado pela Figura 9. Nota-se que quanto mais próximo do valor unitário está a potência processada pelo inversor, melhor sua eficiência.

Se tratando ainda do elemento *Storage*, tem-se os principais parâmetros utilizados para sua definição [19]:

- *phases*: Número de fases do SAE;
- *bus1*: Barra em que o SAE está conectado;
- *kv*: Tensão de linha nominal, com valores em kV;
- *conn*: Conexão do SAE (delta ou estrela (*wye*));
- *kvar*: Potência reativa a ser fornecida pelo inversor quando operando em modo kvar constante, com valores em kvar;
- *pf*: FP na qual o inversor irá operar no modo de FP constante;

- **kVA**: Definição da potência aparente do inversor, em kVA;
- **EffCurve**: Curva de eficiência do inversor em função da potência;
- **kWrated**: Potência ativa de saída do inversor, em kW;
- **kWhrated**: Capacidade nominal de armazenamento de energia do SAE, valores em kWh;
- **%stored**: Quantidade atual de energia armazenada, em porcentagem do kWh nominal;
- **%IdlingkW**: porcentagem do **kWrated** consumido como perdas por ociosidade.

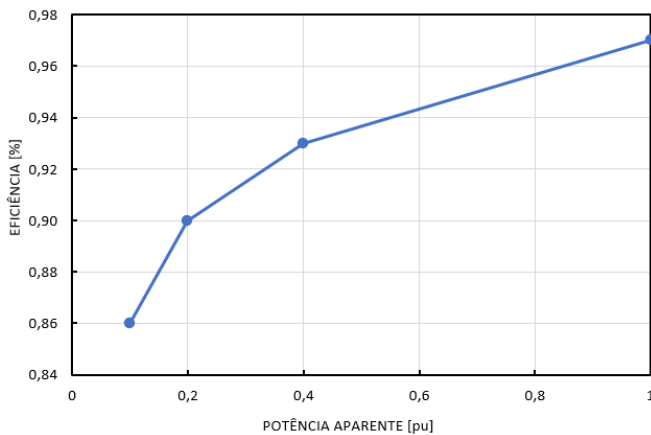


Fig. 9. Curva de eficiência do inversor [19].

Na Figura 10, é apresentado um exemplo utilizando o PyCharm para especificar o *Storage*. Vale destacar que os parâmetros **kvar** e **pf** são utilizados de modo único, ou seja, os dois não podem ser utilizados em conjunto na modelagem. E por fim, na versão do OpenDSS ao qual está sendo desenvolvido o trabalho, não há necessidade de definir o parâmetro **DispMode** como **EXTERNAL**, haja vista que ao inserir o *StorageController* o elemento *Storage* assume o modo **EXTERNAL** automaticamente.

```
dss.text("New XYCurve.Eff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] "
        "yarray=[.86 .9 .93 .97]")

dss.text("New Storage.Storage1 phases=3 bus1=12227767 kv=13.8 "
        "conn=delta kvar=300 kVA=530 EffCurve=Eff kWrated=250 "
        "kWhrated=2750 %stored=55 %idlingkW=1")
```

Fig. 10. Trecho de código no PyCharm para especificar o elemento *Storage*.

Ao se abordar o elemento *StorageController*, os principais parâmetros a serem definidos são [21]:

- **Element**: Nome do elemento a ser monitorado, normalmente uma linha ou um transformador;
- **Terminal**: Número do terminal do elemento ao qual está conectado o *StorageController*;
- **MonPhase**: Número de fases que está sendo monitorada;
- **kWTarget**: *Trigger* de descarga do SAE, com valores em kW;
- **kWtargetLow**: *Trigger* de carga do SAE, com valores em kW;

- **ModeDischarge**: Modo de operação para descarga do SAE;
- **ModeCharge**: Modo de operação para carga do SAE;
- **%reserve**: Porcentagem da capacidade nominal de armazenamento (kWh) a ser mantida em reserva para operação normal.

Na Figura 11, é apresentado um exemplo utilizando o PyCharm para especificar o *StorageController*.

```
dss.text("New StorageController.SC element=line.4947729 terminal=1 "
        "MonPhase=AVG kwtarget=1375 kwtargetLow=1200 "
        "modedischarge=PeakShave modecharge=PeakShaveLow %reserve=20")
```

Fig. 11. Trecho de código no PyCharm para especificar o elemento *StorageController*.

Destaca-se na modelagem do SAE pelo elemento *Storage* a obtenção dos valores de **kWrated**, **kWhrated**, **kvar**, e o valor do parâmetro **%stored**. Primeiramente, definiu-se o parâmetro **kWrated**, ou seja, a potência ativa do inversor, pelas equações 3 e 4 abaixo, na qual $P_{m\acute{a}x}(t)$ é a potência máxima em um instante de tempo t na curva de demanda do alimentador conforme Figuras 7 e 8, o **kWTarget** é o *trigger* de descarga do SAE já definido anteriormente, também explícito nas Figuras 7 e 8, e $P_{nec.}(t)$ é a potência ativa necessária para o SAE.

$$P_{nec.}(t) = P_{m\acute{a}x}(t) - kWTarget \quad (3)$$

$$kWhrated > P_{nec.}(t) \quad (4)$$

O valor do parâmetro **kWrated**, conforme Eq. (4), tem de ser maior que o valor calculado na Eq. (3), garantindo assim a potência necessária para o pior caso. Nos casos com 0% de GDFV, a potência máxima acontece as 14h, já nos casos com 25% de GDFV a potência máxima acontece as 8h. O valor do **kWrated** foi definido pelo cenário com 0% de GDFV, pois considerou-se este como o pior caso, dessa forma, adotou-se o valor do **kWrated** como sendo de 250 kW para ambos os cenários. A Tabela VI expõe os valores calculados e adotados nesse parâmetro.

Como adotou-se a mesma potência ativa, tanto para os cenários sem GDFV e com GDFV, considerou-se a energia elétrica armazenada em cada SAE de forma singular.

TABELA VI

Valores calculados e adotados no parâmetro **kWrated**

Cenários	$P_{m\acute{a}x}(t)$ [kW]	kWTarget	$P_{nec.}(t)$ [kW]	kWrated adotado [kW]
0% GDFV (C1)	1615,59	1375,00	240,59	250,00
25% GDFV (C2)	1254,93	1100,00	154,93	250,00

A definição da energia armazenada, por intermédio do parâmetro **kWhrated** do SAE, foi feita com base nas perdas do inversor e perdas internas de carga e descarga do elemento *Storage* em conjunto com a diferença entre a demanda do

alimentador e os *triggers* anteriormente definidos para carga e descarga, presentes nas Figuras 7 e 8. As Eq. (5), (6), (7) e (8) dizem respeito as perdas durante carregamento [19].

$$P_{losses,inv}^{ch}(t) = P_{in}(t) \cdot (1 - \eta_{inv}(t)) \quad (5)$$

$$P_{losses,ch}^{ch}(t) = (P_{in}(t) \cdot \eta_{inv}(t) - P_{idl}) \cdot (1 - \eta_{ch}) \quad (6)$$

$$P_{losses,tot}^{ch}(t) = P_{losses,inv}^{ch}(t) + P_{idl} + P_{losses,ch}^{ch}(t) \quad (7)$$

$$P_{eff}^{ch}(t) = P_{in}(t) - P_{losses,tot}^{ch}(t) \quad (8)$$

Nas quais:

- $P_{losses,inv}^{ch}(t)$: Perdas do inversor durante o carregamento em cada intervalo de tempo;
- $P_{losses,ch}^{ch}(t)$: Perdas de carregamento em cada intervalo de tempo;
- $P_{losses,tot}^{ch}(t)$: Perdas totais de carregamento em cada intervalo de tempo;
- $P_{eff}^{ch}(t)$: Potência ativa que efetivamente carrega o SAEB em cada intervalo de tempo;
- $P_{in}(t)$: Potência ativa fluindo para o armazenamento no tempo t durante o carregamento do SAEB. Esta potência é definida como sendo a variação entre a demanda do alimentador e o *trigger* de carga, limitada pelo valor do kW_{rated} ;
- $\eta_{inv}(t)$: Eficiência do inversor no tempo t . Definido por meio da Figura 9;
- P_{idl} : Constante de perdas por tempo ocioso. Definido pelo parâmetro $\%IdlingkW$ com o valor padrão de 1% [19], ou seja, 2,50 kW;
- η_{ch} : Eficiência de carga do sistema. Definido por padrão [19] como 0,90.

Já as Eq. (9), (10), (11) e (12) tratam sobre as perdas durante o descarregamento [19].

$$P_{losses,inv}^{dch}(t) = P_{out}(t) \cdot \left(\frac{1}{\eta_{inv}(t)} - 1 \right) \quad (9)$$

$$P_{losses,dch}^{dch}(t) = \left(\frac{P_{out}(t)}{\eta_{inv}(t)} + P_{idl} \right) \cdot \left(\frac{1}{\eta_{dch}} - 1 \right) \quad (10)$$

$$P_{losses,tot}^{dch}(t) = P_{losses,inv}^{dch}(t) + P_{idl} + P_{losses,dch}^{dch}(t) \quad (11)$$

$$P_{eff}^{dch}(t) = P_{out}(t) - P_{losses,tot}^{dch}(t) \quad (12)$$

Nas quais:

- $P_{losses,inv}^{dch}(t)$: Perdas do inversor durante o descarregamento em cada intervalo de tempo;
- $P_{losses,dch}^{dch}(t)$: Perdas de descarregamento em cada intervalo de tempo;
- $P_{losses,tot}^{dch}(t)$: Perdas totais de descarregamento em cada intervalo de tempo;
- $P_{eff}^{dch}(t)$: Potência ativa que efetivamente descarrega o SAEB em cada intervalo de tempo;

- $P_{out}(t)$: Potência ativa fluindo para a rede no tempo t durante o descarregamento do SAEB. Esta potência é definida como sendo a variação entre a demanda do alimentador e o *trigger* de descarga, limitada pelo valor do kW_{rated} ;
- $\eta_{inv}(t)$: Eficiência do inversor no tempo t . Definido por meio da Figura 9;
- P_{idl} : Constante de perdas por tempo ocioso. Definido pelo parâmetro $\%IdlingkW$ com o valor padrão de 1% [19], ou seja, 2,50 kW;
- η_{dch} : Eficiência de descarga do sistema. Definido por padrão [19] como 0,90.

Para a definição da capacidade do SAEB, considerou-se o somatório das potências ativas de cada hora que efetivamente descarregam o SAEB, obtido através da Eq. (12). Considerando o descarregamento como o período em que a demanda do alimentador é maior que o *trigger* de descarga, tem-se para o cenário de 0% de GDFV o descarregamento das 8h às 17h e no cenário com 25% de GDFV o descarregamento das 7h às 9h com um breve carregamento das 12h às 13h e outro descarregamento das 16h às 18h, conforme Figuras 7 e 8. De posse dos valores calculados de energia elétrica, acrescentou-se aproximadamente 29% e 26% para os cenários sem e com GDFV respectivamente, isso por conta, da necessidade de manter um valor mínimo de reserva de 20%. As porcentagens acrescentadas foram escolhidas de modo a manter um arredondamento nos valores de energia elétrica, mas, mantendo a obrigatoriedade de ser maior que 20%. Os valores de energia elétrica calculada e adotada para o parâmetro kWh_{rated} podem ser visualizados na Tabela VII.

TABELA VII

Valores calculados e adotados no parâmetro kWh_{rated}

Cenário	kW_{rated} adotado [kW]	kWh_{rated} calculada [kWh]	kWh_{rated} adotado [kWh]
0% GDFV (C1)	250,00	2137,49	2750,00
25% GDFV (C2)	250,00	515,77	650,00

Do mesmo modo que se calculou a energia elétrica do descarregamento, calculou-se a energia elétrica de carregamento do SAEB por intermédio da Eq. (8), porém, considerando o carregamento como o período em que a demanda do alimentador é menor que o *trigger* de carga. Os resultados obtidos foram superiores aos valores do descarregamento, sendo utilizados apenas para confirmação da capacidade de carregamento do SAEB, não entrando efetivamente na modelagem do sistema.

Já para a definição da potência reativa fez-se os cálculos por meio de equações trigonométricas em análise ao triângulo de potências. Para isso analisou-se os valores as 14h do cenário com 25% de GDFV e inserção do SAEB com FP unitário e 0,92 indutivo, já que nesse horário e cenários apresentou-se o pior caso de FP do alimentador. As Eq. (13) e (14) exemplificam o método de cálculo.

$$Q_{cg}(t) = \frac{P(t)}{FP_{cg}(t)} \cdot \sin[\cos^{-1}(FP_{cg}(t))] \quad (13)$$

$$Q_{SAEB}(t) = Q(t) - Q_{cg}(t) \quad (14)$$

Nas quais:

- $Q_{cg}(t)$: Potência reativa corrigida no instante de tempo t ;
- $P(t)$: Potência ativa no instante de tempo t ;
- $FP_{cg}(t)$: Fator de potência corrigida no instante de tempo t ;
- $Q_{SAEB}(t)$: Potência reativa mínima no instante de tempo t para manter o $FP_{cg}(t)$ definido;
- $Q(t)$: Potência reativa no instante de tempo t sem correção;

Para o FP_{cg} adotou-se o valor de 0,92 indutivo, já que este é o limite definido pela concessionária de energia na hora analisada. Com os cálculos, obteve-se um valor mínimo de potência reativa de 296,65 kvar a ser fornecida pelo SAEB e adotou-se assim, o valor de 300,00 kvar a fim de manter o FP da subestação igual ou maior que 0,92 indutivo as 14h.

E por fim, para definição do parâmetro *%stored*, simulou-se a inserção do SAEB em vários dias, começando com o SAEB totalmente descarregado, de modo a obter o regime estacionário e assim definir a energia armazenada necessária para iniciar o SAEB. Para os cenários sem GDFV, definiu-se o parâmetro *%stored* com o valor de 55% e para o cenário com 25% de GDFV o valor de 61%.

Cabe salientar, que em todos os casos não está sendo considerado as variações de temperatura, ou seja, o SAEB está operando em suas capacidades nominais, o elemento a ser monitorado é a própria subestação através da linha 4947729 e para o inversor está sendo considerada uma potência aparente de 530 kVA. Essa potência está em conformidade com todos os cenários que serão apresentados, não havendo, portanto, extrapolação da potência aparente do inversor. O SAEB foi inserido na barra de média tensão (MT) 12227767, sendo essa a barra mais próxima do alimentador ao qual o *software* permite inserção.

A Figura 12 mostra o local de instalação do SAEB. O quadrado verde sinaliza a localização da subestação e o círculo vermelho sinaliza a localização do SAEB.

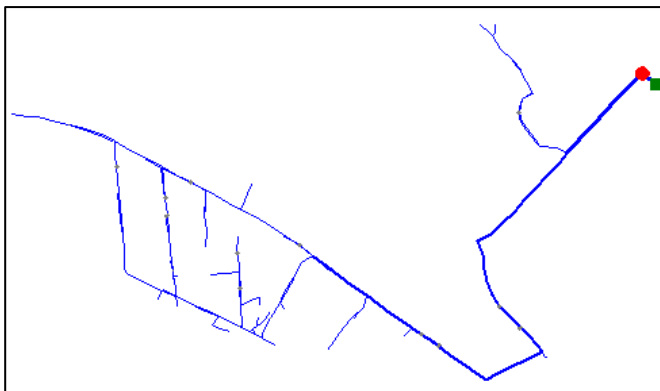


Fig. 12. Traçado do alimentador JSL07 com inserção do SAEB.

D. Definição dos cenários de simulação

Para definição dos cenários de simulação, adotou-se dois cenários principais, sem e com GDFV (C1a e C2a respectivamente), os quais foram subdivididos em outras partes, implementando o SAEB e suas injeções e absorções de potências ativas e/ou reativas. Esses cenários e as respectivas subdivisões são:

- Cenário 1a (C1a): Índice de penetração da GDFV de 0% e sem SAEB;
- Cenário 1b (C1b): Índice de penetração da GDFV de 0% e FP unitário constante no SAEB;
- Cenário 1c (C1c): Índice de penetração da GDFV de 0% e FP de 0,92 constante no SAEB;
- Cenário 1d (C1d): Índice de penetração da GDFV de 0% e injeção de 300 kvar constante no SAEB;
- Cenário 2a (C2a): Índice de penetração da GDFV de 25% e sem SAEB;
- Cenário 2b (C2b): Índice de penetração da GDFV de 25% e FP unitário constante no SAEB;
- Cenário 2c (C2c): Índice de penetração da GDFV de 25% e FP de 0,92 constante no SAEB;
- Cenário 2d (C2d): Índice de penetração da GDFV de 25% e injeção de 300 kvar constante no SAEB.

Para os cenários com FP de 0,92 indutivo haverá injeção e absorção de potência ativa e reativa de modo a manter o FP do SAEB em 0,92 indutivo e escolheu-se este valor, pois remete ao limite diurno da concessionária de energia do presente estudo. Já os cenários com injeção de 300 kvar constante visam suprir parte da demanda reativa do sistema pelo SAEB, de modo a corrigir o FP da subestação a níveis aceitáveis pela concessionária de energia e escolheu-se esse valor conforme informado no subitem anterior, ressaltando que para os casos com FP unitário haverá somente a injeção de potência ativa por parte do SAEB.

Com os cenários definidos e a modelagem completa, a Tabela VIII apresenta os dados modelados para os cenários com inserção do SAEB.

E. Método de análise dos resultados

Para análise dos resultados relacionados a melhora do FC, toma-se como base a Resolução Normativa nº 1000/2021, por meio da Eq. (1). A fim de quantificar a melhora, utiliza-se a Eq. (15):

$$FC_{original} < FC_{corrigido} \leq 1 \quad (15)$$

Relacionado ao FP, estes serão calculados a partir da Eq. (2) e serão verificados os valores inferiores a 0,92 indutivo durante o período diurno.

Demais impactos monitorados se darão por meio da análise dos níveis de tensão nas barras de baixa tensão (BT) e média tensão (MT), tomando-se como base o Módulo 8 do PRODIST, mediante as Tabelas II e III. E por fim, serão quantificadas as perdas no sistema, tanto ativas quanto reativas.

TABELA VIII

Principais dados do SAEB nos diferentes cenários

Parâmetros	Cenários					
	C1b	C1c	C1d	C2b	C2c	C2d
<i>phases</i>	3					
<i>bus1</i>	12227767					
<i>kv [kV]</i>	13,80 kV					
<i>conn</i>	delta					
<i>kvar [kvar]</i>	-	-	300	-	-	300
<i>pf</i>	1,00	0,92	-	1,00	0,92	-
<i>kVA [kVA]</i>	530					
<i>kWrated [kW]</i>	250					
<i>kWhrated [kWh]</i>	2750	2750	2750	650	650	650
<i>%stored [%]</i>	55	55	55	61	61	61
<i>%idlingkW [%]</i>	1					
<i>Element</i>	line.4947729					
<i>terminal</i>	1					
<i>MonPhase</i>	AVG					
<i>kWTarget [kW]</i>	1375	1375	1375	1100	1100	1100
<i>kWTargetLow [kW]</i>	1200	1200	1200	1000	1000	1000
<i>ModeDischarge</i>	PeakShave					
<i>ModeCharge</i>	PeakShaveLow					
<i>%reserve [%]</i>	20					

IV. RESULTADOS

Nesta seção, serão apresentados o estado do SAEB com a injeção e absorção de potências e energia elétrica, bem como o FC e o FP ao longo do dia para os diferentes cenários apresentados. Também serão apresentados os níveis de tensão para as barras de BT e MT do alimentador, para o horário verificado como mais crítico, demonstrando assim a mudança conforme a inserção do SAEB. Por fim, será verificada as perdas, tanto de potência ativa quanto reativa, ao longo do alimentador no decorrer do dia e será apresentado as contribuições do SAEB em conjunto da GDFV na rede de distribuição.

A. Estado do SAEB nos diferentes cenários

Com o intuito de verificar o estado da bateria e as variações de injeção e absorção, tanto de potências ativas e reativas quanto da energia elétrica, tem-se na Figura 13 a energia elétrica do SAEB sem GDFV, bem como o estado da bateria no decorrer do dia.

Observa-se que para os cenários C1b, C1c e C1d as curvas estão sobrepostas, também é importante frisar que o SAEB se carrega quando em -1 e se descarrega quando em 1, já quando cruza o zero ou nele permanece indica que está em estado ocioso. A energia do SAEB inicia com aproximadamente 1500 kWh, devido ao valor de 55% definido no parâmetro *%stored*, assim, no decorrer das primeiras horas do dia as baterias se carregam, atingindo sua energia máxima de

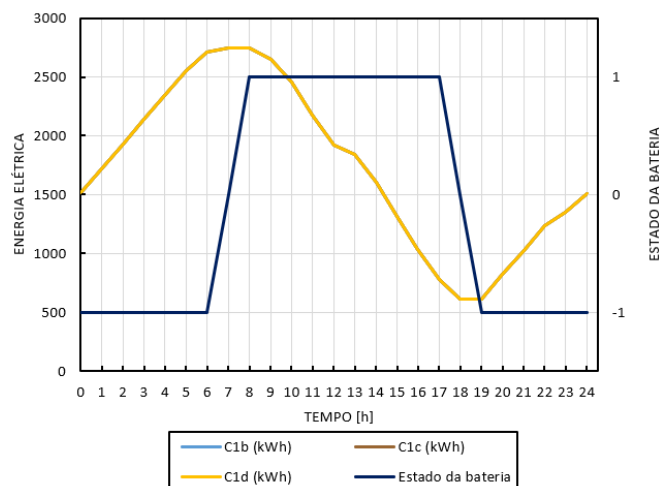


Fig. 13. Energia elétrica e estado da bateria com 0% de GDFV e com inserção do SAEB.

2750 kWh as 7h, mesmo instante de tempo que entra em modo ocioso. Das 8h às 17h acontece o descarregamento e as 18h as baterias entram em estado ocioso novamente, atingindo aproximadamente 612 kWh. As 19h inicia-se o processo de carregamento novamente. Percebe-se que na hora 24 tem-se o mesmo valor de energia do início, indicando que se tem um ciclo completo de carga e descarga.

Outro ponto importante de se analisar por meio da Figura 13, diz respeito ao SoC e ao DoD do SAEB. Este inicia com um SoC de aproximadamente 55% e ao final do descarregamento e até atingir o estado ocioso, atinge um SoC próximo de 22%. Já O DoD ao final do descarregamento fica em torno de 78%. Inicialmente a energia do SAEB foi calculado com uma reserva de 29%, conforme Tabela VII, Todavia, no resultado final obteve-se 22% de reserva. Isso se deve pelo fato de se considerar somente o período de descarregamento do SAEB para o cálculo da energia a ser parametrizada na modelagem, desse modo, se for analisado às 17h vê-se um SoC de aproximadamente 28%, muito próximo do calculado, entretanto, o SAEB permanece em descarga na transição das 17h às 18h, momento que entra em estado ocioso, chegando assim ao seu momento de menor SoC. Em todo o caso, o resultado está dentro do esperado, uma vez que se respeitou a reserva de 20% de energia, ou seja, um DoD máximo de 80%.

A Figura 14, apresenta as injeções e absorções de potências ativa e reativa do SAEB com 0% de GDFV.

As injeções e absorções de potência ativa nos diferentes cenários tem suas curvas sobrepostas, mas, percebe-se que o comportamento de absorção e injeção desta potência por parte do SAEB, acontece nos mesmos períodos de carga e descarga apresentados na Figura 13. No início do dia absorve-se a potência máxima de 250 kW e à medida que as horas passam a potência vai diminuindo até que o sistema esteja completamente carregado. Já analisando a injeção de potência, esta varia de acordo com a diferença entre a demanda do alimentador e o *trigger* de descarga, porém sem ultrapassar o limite de 250 kW. Às 14h existe o instante de maior injeção de potência ativa, aproximadamente 240 kW e das 7h e 18h, momento de ociosidade do SAEB, não há absorção ou injeção de potência ativa.

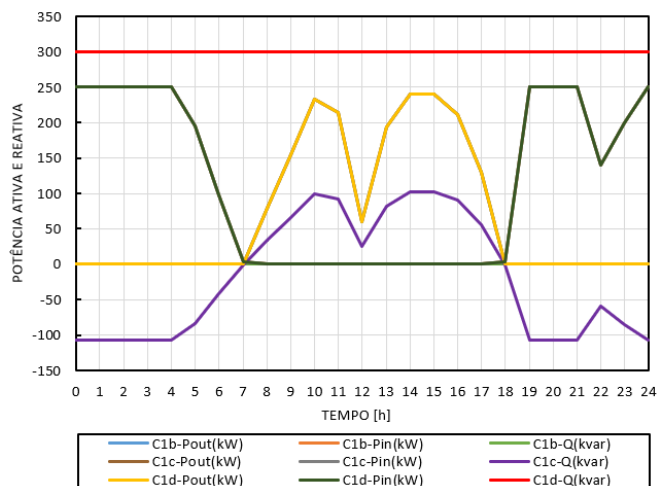


Fig. 14. Injeção e absorção de potência ativa e reativa com 0% de GDFV e com inserção do SAEB.

Ao analisar a potência reativa, tem-se no cenário C1c a variação com intuito de manter o FP do SAEB em 0,92 indutivo. No cenário C1d, há a injeção constante de 300 kvar e em C1b a potência reativa é praticamente nula, uma vez que o SAEB está configurado para operar somente com potência ativa.

A Figura 15, apresenta a energia elétrica do SAEB com 25% de GDFV, bem como o estado da bateria no decorrer do dia.

Verifica-se que para os cenários C2b, C2c e C2b no qual as curvas estão sobrepostas, a energia do SAEB inicia com aproximadamente 400 kWh, correspondente aos 61% definidos no parâmetro %stored. Assim como nos cenários sem GDFV, no decorrer das primeiras horas do dia as baterias se carregam, atingindo sua energia máxima de 650 kWh as 4h, mesmo instante de tempo que entra em modo ocioso, no qual permanece até às 6h. Das 7h às 9h há o primeiro período de descarga do SAEB e das 10h às 11h entra novamente em ociosidade. Das 12h às 13h há um breve momento de carga, entrando em estado ocioso das 14h às 15h e o segundo período de descarga do SAEB acontece das 16h às 18h. Entre 19h e 21h ele se recarrega até o valor de aproximadamente 400 kWh, energia essa que inicia novamente o ciclo diário, entrando assim em estado ocioso às 22h até 23h.

Ainda em análise a Figura 15, tem-se um SoC inicial de 61%, já ao final do primeiro descarregamento, tem-se um SoC próximo de 40%, o qual após um breve carregamento, chega a aproximadamente 63%. Ao fim do segundo descarregamento o SoC é por volta de 21%. Já o DoD ao final do primeiro descarregamento fica em torno de 60% e ao final do segundo, cerca de 79%. Assim como nos cenários sem GDFV, previu-se uma reserva de 26%, conforme Tabela VII, a qual não foi completamente atendida pelos motivos anteriormente citados na análise dos outros cenários, ou seja, o SAEB permanece descarregando entre a transição dos momentos de descarga e ociosidade. Em todo o caso, o resultado está dentro do esperado, uma vez que se respeitou a reserva de 20% de energia, ou seja, um DoD máximo de 80%.

A Figura 16, apresenta as injeções e absorções de potência ativa e reativa do SAEB com 25% de GDFV.

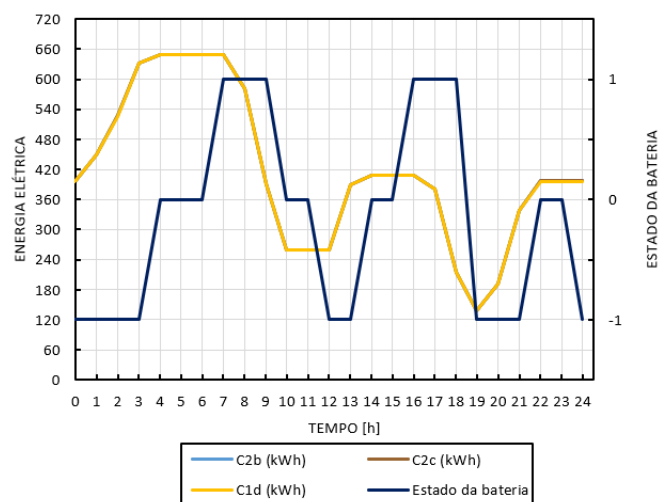


Fig. 15. Energia elétrica e estado da bateria com 25% de GDFV e com inserção do SAEB.

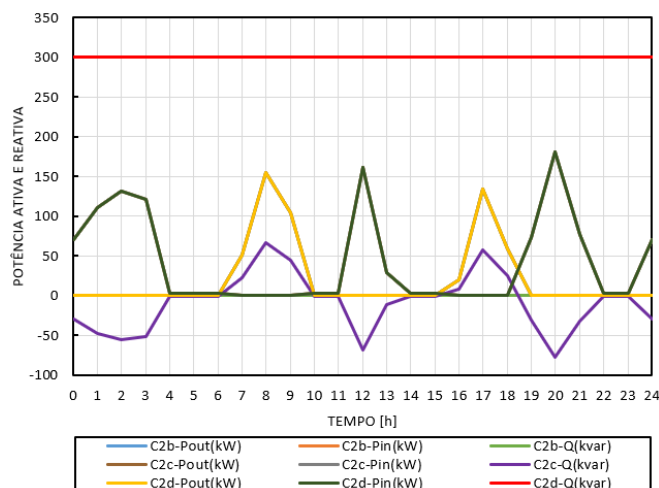


Fig. 16. Injeção e absorção de potência ativa e reativa com 25% de GDFV e com inserção do SAEB.

Assim como analisado anteriormente, as injeções e absorções de potência ativa nos diferentes cenários tem suas curvas sobrepostas, mas, percebe-se que o comportamento de absorção e injeção desta potência por parte do SAEB, acontece nos mesmos períodos de carga e descarga apresentados na Figura 15. No decorrer do dia o SAEB absorve potência ativa de acordo com a diferença entre o *trigger* de carga e a demanda do alimentador e dessa forma, não chega a potência máxima de 250 kW, potência esta, definida por meio do cenário com 0% de GDFV. De igual modo, para a injeção de potência ativa, esta varia de acordo com a diferença entre a demanda do alimentador e o *trigger* de descarga. Às 8h existe o instante de maior injeção de potência ativa, aproximadamente 150 kW e nos momentos de ociosidade do SAEB, não há absorção ou injeção de potência ativa.

Ao analisar a potência reativa, tem-se no cenário C2c a variação com intuito de manter o FP do SAEB em 0,92 indutivo. No cenário C2d, há a injeção constante de 300 kvar e em C1b a potência reativa é praticamente nula, uma vez que o SAEB está configurado para operar somente com potência ativa.

B. Fator de carga do alimentador JSL07 na subestação

Na Figura 17, é possível observar a demanda do alimentador sem GDFV e com a inserção do SAEB, conforme o decorrer das horas do dia para os cenários propostos. Com uma sobreposição das linhas para os diferentes cenários de carga e descarga de potência ativa do SAEB, observa-se que das 19h às 6h há um aumento na demanda do alimentador, caracterizado pela potência ativa necessária para carregar o SAEB. Já entre 8h e 17h nota-se a planificação da curva de demanda, ou seja, há a injeção de potência ativa por parte do SAEB, demandando menos potência da subestação. Essa redução do pico da demanda minimiza o consumo no horário de maior utilização do sistema, enquanto que o deslocamento de consumo para os horários de maior ociosidade eleva a demanda média para valores próximos a demanda máxima, desta forma, visando a melhora do FC da subestação.

De igual modo, observa-se que as absorções e injeções de potência ativa seguem os *triggers* definidos. Nos horários de carregamento, há momentos em que a nova demanda do alimentador fica abaixo do trigger de carga, isso por conta de a potência estar limitada a 250 kW. Todavia, nos momentos de descarregamento do sistema, percebe-se que a energia elétrica adotada foi suficiente para a planificação da curva de demanda.

Ainda é possível observar a injeção de potência reativa por parte do SAEB ao longo do dia. Nota-se que a potência reativa demandada da subestação nos cenários C1a e C1b estão sobrepostas, devido ao SAEB injetar somente potência ativa em C1b. Já nos demais cenários, percebe-se em C1c a injeção e absorção de potência reativa por parte do SAEB, de modo a manter seu FP em 0,92 indutivo, deslocando a demanda de potência reativa para horários de maior ociosidade e cortando o pico nos horários com maior consumo. Já em C1d a injeção de 300 kvar de potência reativa pelo SAEB, diminui a demanda de tal potência do alimentador de modo uniforme.

A injeção ou absorção de potência reativa por parte do SAEB traz uma série de implicações ao sistema, como aumento ou diminuição do FP, níveis de tensões e perdas ao longo do alimentador, as quais serão explicitadas no decorrer da análise.

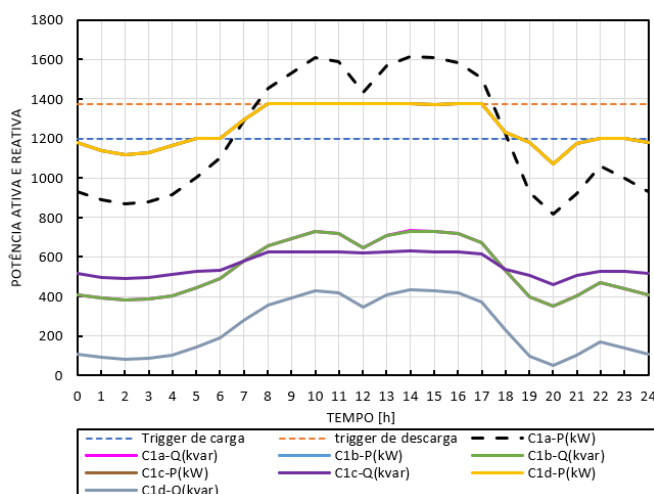


Fig. 17. Potência demandada pelo alimentador com 0% de GDFV e com inserção do SAEB.

Como já mencionado, o deslocamento e corte do pico de demanda objetiva a melhora do FC do alimentador e para isso é necessário obter a demanda máxima e média, para então aplicar estas a Eq. (1). Deste modo verifica-se se houve melhora conforme a Eq. (15), na qual, quanto mais próximo de 1 o FC estiver, melhor. A Tabela IX traz os dados de demanda média, máxima e seus respectivos FC nos diferentes cenários simulados com 0% de GDFV.

TABELA IX
FC do alimentador JSL07 na Subestação com 0% de GDFV

Cenários	Demanda máxima [kW]	Demanda média [kW]	FC	Melhora do FC [%]
C1a	1615,59	1222,35	0,76	21,05
C1b	1375,00	1259,05	0,92	
C1c	1375,00	1259,05	0,92	
C1d	1375,00	1259,06	0,92	

Por meio da Tabela IX, verifica-se que sem a inserção do SAEB o FC do alimentador era de 0,76 e com a inserção do SAEB esse FC passou para 0,92. Desse modo, nota-se uma melhora de 21,05%. Essa melhoria traz um melhor aproveitamento da rede elétrica ao mesmo tempo que traz alívio de carga para os sistemas de T&D, já que houve uma diminuição da demanda máxima, acarretando em possíveis postergações de investimentos na rede.

Já na Figura 18, observa-se a demanda do alimentador com 25% de GDFV e com a inserção do SAEB, conforme o decorrer das horas do dia para os cenários propostos. Manteve-se também a curva de demanda do alimentador do cenário C1a, com o objetivo de manter visível a diferença de potências entre os dois cenários principais. Assim como dito anteriormente, para estes cenários há uma sobreposição das linhas de demanda, nas quais percebe-se que estas seguem os *triggers* definidos, deslocando a demanda para períodos de menor consumo do sistema e planificando a curva de demanda nos períodos de maior consumo.

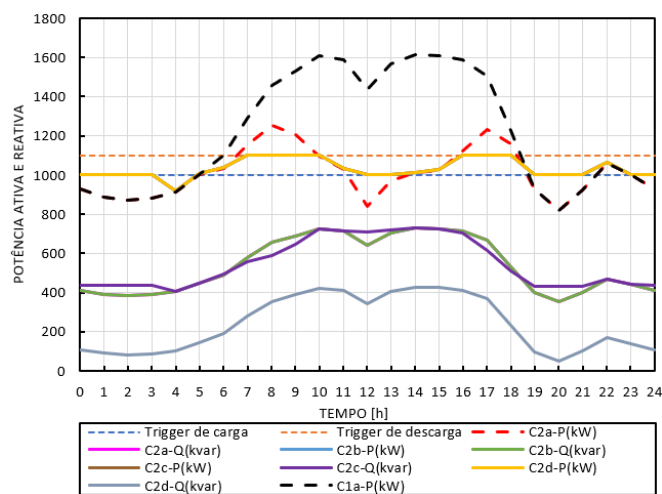


Fig. 18. Potência demandada pelo alimentador com 25% de GDFV e com inserção do SAEB.

Observando a injeção de potência reativa por parte do SAEB, nota-se que a potência reativa demandada da subestação nos cenários C2a e C2b estão sobrepostas, devido ao SAEB injetar somente potência ativa em C2b. Já nos demais cenários, percebe-se em C2c a injeção e absorção de potência reativa por parte do SAEB, de modo a manter seu FP em 0,92 indutivo e em C2d a injeção de 300 kvar de potência reativa, diminuindo a demanda de potência reativa do alimentador de modo uniforme.

Por meio da Eq. (1) chegam-se aos valores do FC, valores estes que aplicados na Eq. (15) apontam se houve melhora ou não. A Tabela X traz os dados de demanda média, máxima e seus respectivos FC nos diferentes cenários simulados com 25% de GDFV.

TABELA X

FC do alimentador JSL07 na Subestação com 25% de GDFV

Cenários	Demanda máxima [kW]	Demanda média [kW]	FC	Melhora do FC [%]
C2a	1254,93	1014,17	0,81	16,05
C2b	1100,81	1033,30	0,94	
C2c	1100,81	1033,30	0,94	
C2d	1100,86	1033,32	0,94	

De posse dos valores da Tabela X, verifica-se que sem a inserção do SAEB o FC do alimentador era de 0,81 e com a inserção do SAEB esse FC passou para 0,94. Desse modo, nota-se uma melhora de 16,05%, indicando uma melhor eficiência do sistema como um todo, tornando este mais sustentável.

C. Fator de potência na saída do alimentador JSL07 na subestação

Na Figura 19, é possível observar o FP na saída da subestação sem GDFV, obtido a partir da Eq. (2) para cada hora do dia, considerando os diferentes cenários. Verifica-se que para os cenários C1a e C1c, o FP ficou levemente inferior a 0,92 indutivo. Já no cenário C1b há um aumento do FP nos períodos de carga do SAEB e uma diminuição nos períodos de descarga do SAEB, chegando ao FP de aproximadamente 0,88 indutivo em algumas horas do período diurno. No cenário C1b existe somente a injeção e absorção de potência ativa, agora, para o cenário C1c existe a injeção e absorção de potência ativa e reativa, por conta disso, percebe-se a diferença entre as curvas, no qual a curva C1c fica praticamente sobreposta a curva original C1a. Não obstante, aplicou-se no cenário C1d 300 kvar constantes, os quais mostram uma melhora acentuada no FP da saída do alimentador, no período diurno. O valor mínimo registrado neste cenário foi de aproximadamente 0,95 indutivo, ficando totalmente dentro do considerado como adequado (0,92 indutivo).

Na Figura 20, é possível observar o FP na saída da subestação com GDFV, também obtido a partir da Eq. (2) para cada hora do dia e considerando os diferentes cenários. Verifica-se que para os cenários C2a e C2c, o FP ficou praticamente sobreposto, exceto as 12h, o qual apresentou uma leve suavização da curva, suavização explicada pela

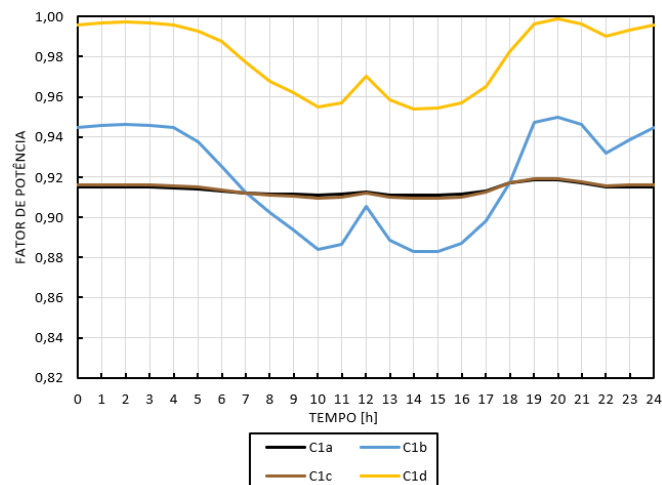


Fig. 19. Fator de potência na saída do alimentador com 0% de GDFV.

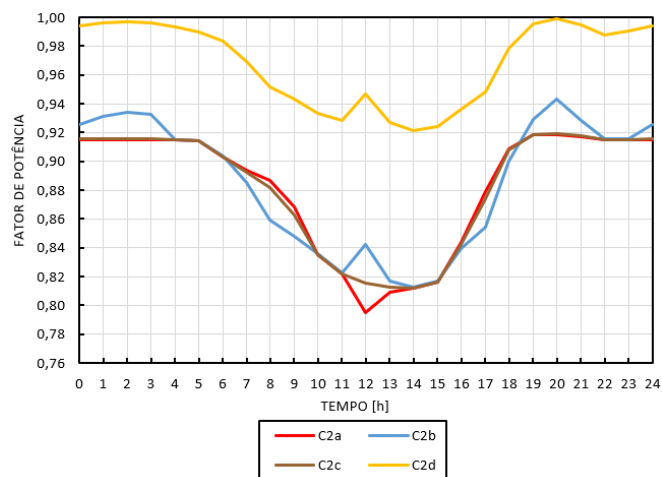


Fig. 20. Fator de potência na saída do alimentador com 25% de GDFV.

absorção de potência reativa em conjunto com a injeção de potência ativa por parte do SAEB. Em todo caso, ambos os cenários apresentaram valores abaixo do considerado como adequado no período diurno (0,92 indutivo). No cenário C2b há um aumento do FP nos períodos de carga do SAEB e uma diminuição nos períodos de descarga do SAEB, todavia, o pior caso acontece as 14h, a qual registra um FP de 0,81 indutivo, tanto no cenário C2b quanto em C2c. A partir desse valor, calculou-se a quantidade de potência reativa por meio das Eq. (13) e (14), chegando ao valor de 300 kvar. Percebe-se com isso, que no cenário C2d, o qual existe a aplicação de 300 kvar constante, o valor mínimo do FP passou a ser de 0,92 indutivos às 14h, mostrando uma melhora considerável no FP.

Com a melhora no FP, tem-se uma melhor eficiência do sistema, assim como obteve-se na melhora do FC, contribuindo para a sustentabilidade ambiental, desempenho e vida útil dos equipamentos, garantindo assim o bom funcionamento da rede de distribuição.

D. Níveis de tensão ao longo do alimentador

Observa-se na Figura 21, os níveis de tensão para as barras de BT. Apresenta-se para cada barra o maior nível de tensão

entre as três fases. O horário considerado nas simulações, para todos os cenários, é as 14h, pois, neste momento observou-se as maiores elevações de tensão ao longo do alimentador. No eixo das abscissas, são apresentados os números das barras, da barra 1 a barra 146. O número dessas barras pode ser relacionado ao código de identificação na Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), a partir da Tabela XIII, disponível no Apêndice I.

Para análise, está sendo considerado somente os cenários iniciais sem e com GDFV (C1a e C2a), bem como os cenários C1d e C2d, já que estes foram os únicos que apresentaram melhoras do FC e do FP.

Verifica-se que para os cenários C1a e C1d, ou seja, sem GDFV, não há violações dos níveis de tensão nos barramentos. Já para os cenários com GDFV, C2a e C2d, oito barras de BT apresentaram violações, conforme Tabela XIII, presente no Apêndice I, o que corresponde a aproximadamente 5,48% das barras monitoradas. Todavia, percebe-se que mesmo com a injeção de potência reativa por parte do SAEB não há alteração visível e significativa entre os cenários C1a e C1d e entre os cenários C2a e C2d, demonstrando que as violações acontecem principalmente por conta dos sistemas fotovoltaicos instalados, conforme [22] e [23].

Já a Figura 22, apresenta os níveis de tensão para as barras

de MT. Assim como definido para as barras de BT, apresenta-se para cada barra o maior nível de tensão entre as três fases. O horário considerado nas simulações, para todos os cenários, é as 14h, pois, neste momento observou-se as maiores elevações de tensão ao longo do alimentador. No eixo das abscissas, são apresentados os números das barras, da barra 1 a barra 149. O número dessas barras pode ser relacionado ao código de identificação na Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), a partir da Tabela XIII, presente no Apêndice I.

Para análise, está sendo considerado somente os cenários iniciais sem e com GDFV (C1a e C2a), bem como os cenários C1d e C2d, já que estes foram os únicos que apresentaram melhoras do FC e do FP.

Nota-se que em todos os cenários apresentados, não há violações dos níveis de tensão em MT, limites estes definidos na Tabela III. Entretanto, nas barras de MT percebeu-se um leve aumento nos níveis de tensão, ainda que não significativo, por meio da injeção de potência reativa constante advinda do SAEB. Entende-se que o aumento nos níveis de tensão entre os cenários C1a e C2a acontecem principalmente por conta dos sistemas fotovoltaicos instalados, conforme [22] e [23], uma vez que entre os cenários C1a e C1d e entre C2a e C2d, não apresentam elevações significativas de tensão.

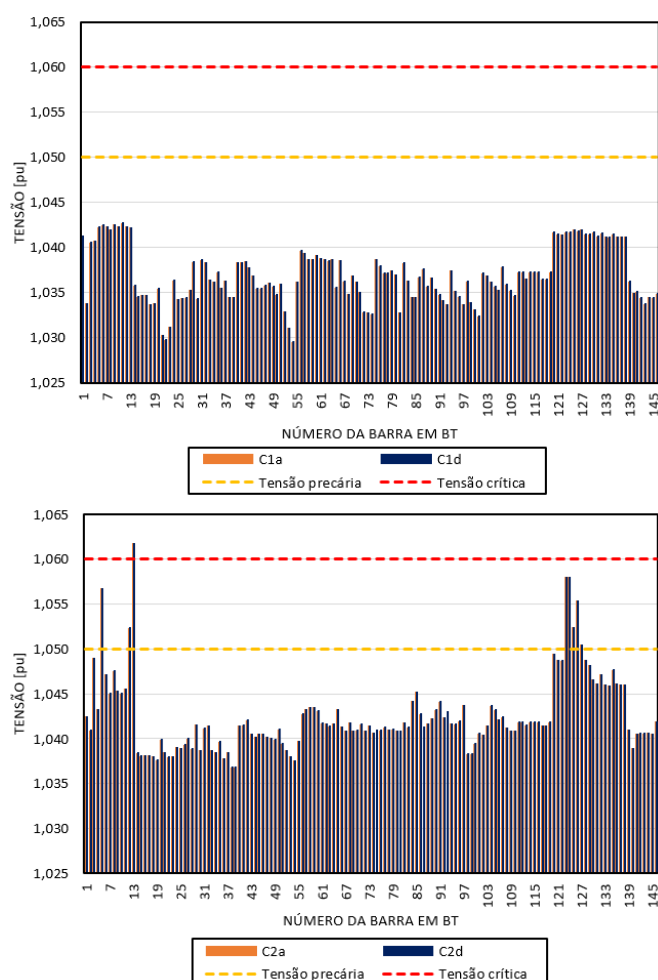


Fig. 21. Tensão nas barras de BT às 14h para os cenários C1a, C1d, C2a e C2d.

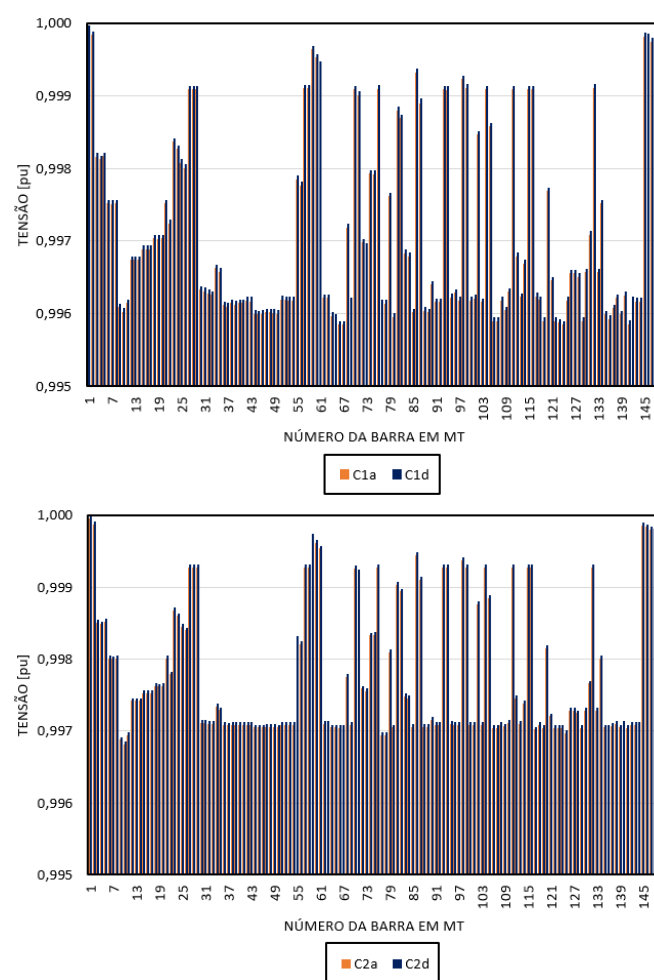


Fig. 22. Tensão nas barras de MT às 14h para os cenários C1a, C1d, C2a e C2d.

A Figura 23, exibe as alterações nos níveis de tensão para 10 barras de MT escolhidas de forma aleatória, uma vez que as demais barras apresentaram um comportamento análogo ao evidenciado.

Percebe-se pela Figura 23, a leve elevação nos níveis de tensão das barras de MT em comparação aos cenários C1a e C1d e entre C2a e C2d. Ainda que não significativo, supõe-se que houve um aumento maior nas barras de MT, dado que o SAEB está conectado em um barramento de MT. Também se supõe que o barramento principal (slack bus) contribua para manter os níveis de tensão próximos da referência de 1,00 pu, não havendo extrapolação dos limites definidos na Tabela III, ainda mais tendo o SAEB instalado no primeiro barramento a jusante do barramento principal.

Com os resultados demonstrados, tem-se como solução possível, no que tange as elevações de tensão, o ajuste dos taps dos transformadores de distribuição para 1,00 pu no lado primário, os quais atualmente estão modelados no OpenDSS com 0,9565 pu [22]. Outra possível solução é controlar os inversores fotovoltaicos para que realizem o processamento de energia reativa nas barras de BT [23]. Não obstante, seria válido realizar uma análise mais aprofundada dos reguladores de tensão para monitorar os níveis de tensão críticos e, assim, automatizar a mudança de taps quando os valores de tensão se aproximarem perigosamente dos limites não permitidos.

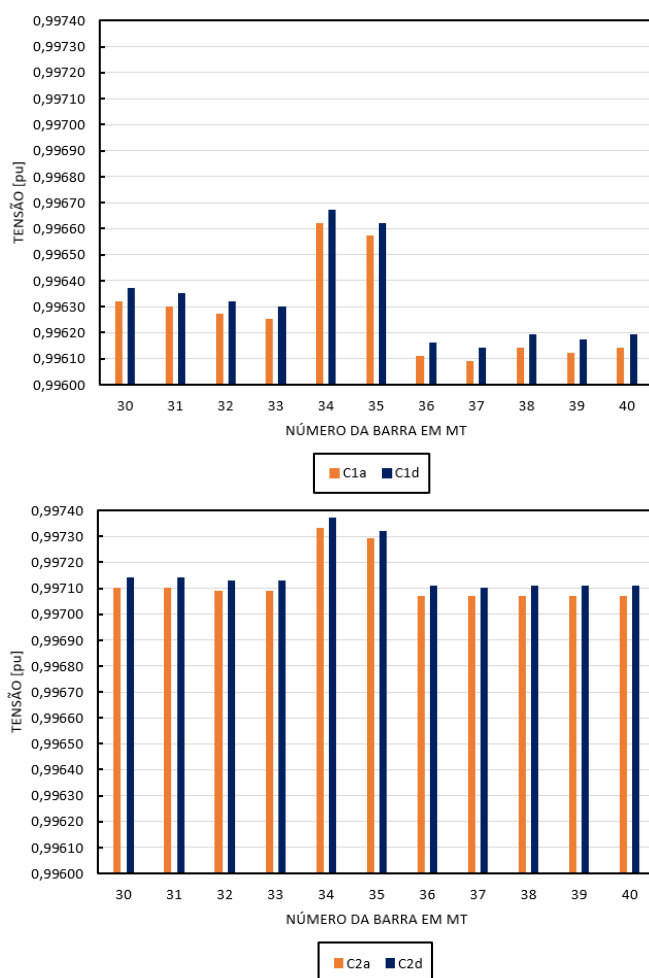


Fig. 23. Tensão nas barras selecionadas de MT às 14h para os cenários C1a, C1d, C2a e C2d.

E. Perdas ao longo do alimentador

Para análise das perdas ao longo do alimentador, escolheu-se os cenários C1a e C2a, considerados como os cenários base e os cenários C1d e C2d, dado que apresentaram melhora tanto de FC quanto de FP.

A Tabela XI apresenta as perdas para os cenários sem GDFV.

Percebe-se que entre os cenários C1a e C1d houve uma leve diminuição das perdas em algumas horas do dia, nos instantes de descarga do SAEB. Essa leve melhora das perdas se dá pelo fato de o SAEB estar instalado muito próximo a subestação, o qual acaba suprindo a demanda da rede de distribuição, desonerando um pequeno trecho entre subestação e SAEB.

TABELA XI

Perdas ao longo do alimentador (0% GDFV)

Hora	Cenários				Diferenças	
	C1a [kW]	C1a [kvar]	C1d [kW]	C1d [kvar]	[kW]	[kvar]
0	7,80	15,60	7,80	15,60	0,00	0,00
1	7,30	14,70	7,30	14,70	0,00	0,00
2	7,10	14,30	7,10	14,30	0,00	0,00
3	7,40	14,90	7,40	14,90	0,00	0,00
4	8,10	16,30	8,10	16,30	0,00	0,00
5	9,80	19,80	9,80	19,80	0,00	0,00
6	11,80	23,70	11,80	23,70	0,00	0,00
7	16,00	32,10	16,00	32,10	0,00	0,00
8	19,70	39,40	19,70	39,40	0,00	0,00
9	21,20	42,20	21,20	42,10	0,00	-0,10
10	22,90	45,30	22,90	45,20	0,00	-0,10
11	22,10	43,60	22,00	43,50	-0,10	-0,10
12	18,10	35,80	18,00	35,80	-0,10	0,00
13	22,20	44,00	22,10	44,00	-0,10	0,00
14	23,40	46,40	23,40	46,40	0,00	0,00
15	23,20	45,90	23,10	45,80	-0,10	-0,10
16	22,30	44,10	22,30	44,10	0,00	0,00
17	18,60	36,40	18,60	36,40	0,00	0,00
18	10,60	19,70	10,60	19,60	0,00	-0,10
19	6,00	11,00	6,00	11,00	0,00	0,00
20	4,70	8,90	4,70	8,90	0,00	0,00
21	6,50	12,50	6,50	12,50	0,00	0,00
22	9,70	19,30	9,70	19,30	0,00	0,00
23	8,80	17,50	8,80	17,50	0,00	0,00
Total	335,30	663,40	334,90	662,90	-0,40	-0,50

A Tabela XII apresenta as perdas para os cenários com GDFV.

Assim como no caso anterior, percebe-se uma leve diminuição das perdas em algumas horas do dia, nos instantes de descarga do SAEB.

A melhora não apresenta um valor tão significativo, pois o SAEB está instalado no início da rede, bem próximo da subestação. A tendência é que, se o SAEB estiver mais afastado da subestação, há um maior alívio da rede de distribuição entre SAEB e subestação, considerando que o SAEB passe a suprir a demanda necessária à sua jusante. Em contrapartida, pode acontecer um aumento das perdas durante o carregamento do SAEB.

TABELA XII
Perdas ao longo do alimentador (25% GDFV)

Hora	Cenários				Diferenças	
	C2a [kW]	C2a [kvar]	C2d [kW]	C2d [kvar]	[kW]	[kvar]
0	7,80	15,60	7,80	15,60	0,00	0,00
1	7,30	14,70	7,30	14,70	0,00	0,00
2	7,10	14,30	7,10	14,30	0,00	0,00
3	7,40	14,90	7,40	14,90	0,00	0,00
4	8,10	16,30	8,10	16,30	0,00	0,00
5	9,80	19,80	9,80	19,70	0,00	-0,10
6	11,40	23,10	11,40	23,10	0,00	0,00
7	15,30	30,90	15,30	30,80	0,00	-0,10
8	18,60	37,40	18,60	37,30	0,00	-0,10
9	19,60	39,00	19,50	38,90	-0,10	-0,10
10	20,80	40,80	20,80	40,80	0,00	0,00
11	20,00	39,00	20,00	39,00	0,00	0,00
12	16,70	32,30	16,70	32,30	0,00	0,00
13	20,50	40,00	20,50	39,90	0,00	-0,10
14	21,60	42,00	21,50	42,00	-0,10	0,00
15	21,20	41,40	21,20	41,40	0,00	0,00
16	20,20	39,90	20,20	39,90	0,00	0,00
17	16,80	33,10	16,70	33,00	-0,10	-0,10
18	10,00	18,60	10,00	18,60	0,00	0,00
19	6,00	11,00	6,00	11,00	0,00	0,00
20	4,70	8,90	4,70	8,90	0,00	0,00
21	6,50	12,50	6,50	12,50	0,00	0,00
22	9,70	19,30	9,70	19,20	0,00	-0,10
23	8,80	17,50	8,80	17,50	0,00	0,00
Total	315,90	622,30	315,60	621,60	-0,30	-0,70

F. Contribuições do SAEB e da GDFV na rede de distribuição

De modo a analisar a contribuição dos diferentes dispositivos na rede de distribuição, tem-se na Figura 24 o quanto de potência ativa está sendo injetado pela GDFV e quanto de potência ativa está sendo injetada e absorvida pelo SAEB.

Constata-se que a maior contribuição se dá por meio da GDFV, no qual os valores negativos indicam a injeção de potência ativa. Já no caso do SAEB, os valores positivos indicam absorção de potência ativa, ou seja, seu carregamento

e os valores negativos indicam injeção de potência ativa, isto é, seu descarregamento.

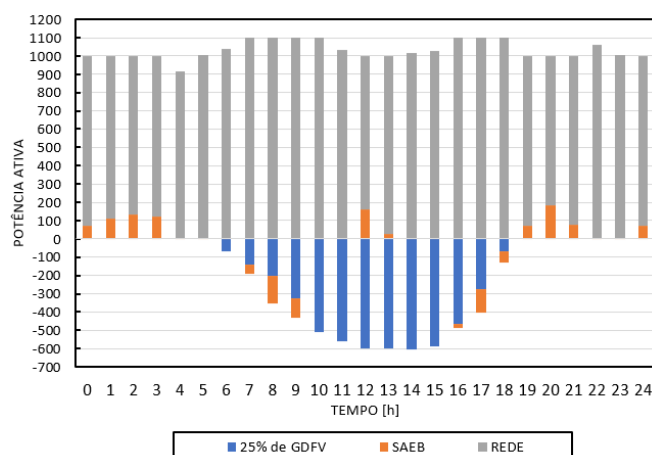


Fig. 24. Contribuições do SAEB e da GDFV na rede de distribuição.

V. CONCLUSÕES

Com o intuito de alcançar os objetivos propostos inicialmente, definiu-se o SAEB com base em alguns dados do BESS UTILITY da empresa WEG, ao mesmo tempo que se definiu os modos de operação a serem aplicados no *software* OpenDSS, como sendo *PeakShaveLow* e *PeakShave*. Com isso, desenvolveu-se a modelagem de um SAEB, com o *software* OpenDSS através da interface em Python, o qual foi inserido próximo ao ramal alimentador de uma rede de distribuição da cidade de Jaraguá do Sul. Com o *software*, foi possível realizar as simulações em diferentes cenários, sem GDFV e com 25% de GDFV, variando os modos de injeção e absorção de potências ativas e reativas.

No âmbito da modelagem do SAEB, definiu-se seus *triggers* de carga e descarga, potências e energia elétrica necessárias para uma eficaz planificação da curva de demanda e correção do FP no alimentador. Para o SAEB, definiu-se uma reserva operacional de energia de 20%, ou seja, uma DoD de 80% em todos os cenários, os quais foram atendidos.

Posterior a isso, verificou-se o FC do alimentador conforme o decorrer das horas do dia para os cenários propostos. Notou-se que as demandas seguiram os *triggers* estabelecidos, deslocando a demanda para períodos de menor consumo e planificando a curva de demanda nos períodos de maior consumo. Com isso obteve-se a melhora do FC em todos os cenários simulados, em torno de 21,05% para 0% de GDFV e 16,05% com integração de 25% de GDFV. Essa melhora traz um melhor aproveitamento da rede elétrica ao mesmo tempo que traz alívio de carga para os sistemas de T&D.

Além disso, examinou-se o FP na saída do alimentador, o qual, nos casos sem GDFV, apresentou um FP ligeiramente abaixo de 0,92 indutivo nos cenários C1a e C1c. No cenário C1b, o FP aumentou durante os períodos de carga e diminuiu durante os períodos de descarga do SAEB, atingindo um mínimo de 0,88 indutivo em algumas horas do dia. Nos casos com 25% de GDFV, o FP ficou abaixo de 0,92 indutivo nos cenários C2a, C2b e C2c, com um mínimo de aproximadamente 0,81 indutivo as 14h. Já a injeção constante de 300 kvar resultou em uma melhora significativa do FP nos

cenários C1d e C2d, sem e com GDFV respectivamente, atingindo patamares acima do estabelecido como adequado, ou seja, 0,92 indutivo. Essas melhorias no FP resultam em maior eficiência do sistema, assim como obteve-se na melhora do FC.

Com relação a avaliação de demais impactos positivos e negativos, considerou-se os cenários base C1a e C2a e os cenários C1d e C2d, pois foram os cenários que obtiveram melhora no FC e no FP. Para isso, examinou-se os níveis de tensão, tanto para as barras de BT quanto para as barras de MT. Nas barras de BT o SAEB não alterou os níveis de tensão de forma significativa, demonstrando que as violações das barras de BT acontecem principalmente por conta dos sistemas fotovoltaicos [22]. Nas barras de MT ainda que um leve aumento nos níveis de tensão de modo uniforme, estes não chegaram nem perto dos níveis críticos definidos na Tabela III. Esse aumento de tensão já era esperado, por conta de o SAEB estar injetando uma potência reativa constante de 300 kvar, porém, presume-se que o barramento principal (*slack bus*) contribua para manter os níveis de tensão próximos da referência de 1,00 pu, ainda mais tendo o SAEB instalado no primeiro barramento a jusante do barramento principal. Uma possível solução no que tange as elevações de tensão nas barras de BT, tem-se os ajustes dos taps dos transformadores para 1,00 pu do lado primário [22], um processamento de energia reativa pelos inversores fotovoltaicos ligados as barras de BT [23] ou aplicação de reguladores de tensão.

Ainda no âmbito das análises dos demais impactos positivos e negativos, examinou-se as perdas ativas e reativas ao longo do alimentador. De igual modo, considerou-se os cenários base C1a e C2a e os cenários C1d e C2d, pois foram os cenários que obtiveram melhora no FC e no FP. Dessa forma, detectou-se uma leve melhora nas perdas com a inserção do SAEB e essa pequena melhora se dá pelo fato de o SAEB estar instalado muito próximo a subestação, o qual acaba suprimindo a demanda da rede de distribuição, desonerando um pequeno trecho entre subestação e SAEB. A tendência é que, se o SAEB estiver mais afastado da subestação, há um maior alívio da rede de distribuição entre SAEB e subestação, considerando que o SAEB passe a suprir a demanda necessária à sua jusante. Em contrapartida, pode acontecer um aumento das perdas durante o carregamento do SAEB.

Por fim, apresentou-se as contribuições de potência ativa do SAEB e da GDFV na rede de distribuição, tornando visual a integração de cada dispositivo na demanda da rede.

De face do exposto no trabalho, cumpriu-se com êxito o objetivo proposto inicialmente, havendo uma melhora significativa, tanto para o FC quanto para o FP. De igual modo foi possível fazer um levantamento qualitativo e quantitativo dos demais impactos ocasionados pela inserção de um SAEB na rede de distribuição.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se a utilização do *software* Python em conjunto com o PyCharm para otimização da alocação do SAEB na rede de distribuição, objetivando a melhora nas perdas ao longo do alimentador. De igual modo pode-se dividir o SAEB e alocar este em pontos distintos da rede, efetuando assim uma análise comparativa com o referido trabalho. É possível também, aplicar outros métodos de carga e descarga do SAEB, outros métodos de

gerenciamento da potência reativa, através das funções inteligentes do inversor como o controle Volt/Var. Por fim, pode-se realizar um estudo sobre a implementação do SAEB nas barras de BT com algum controle de injeção e absorção de reativos, com o objetivo de melhorar os níveis de tensão em tais barras.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha sincera gratidão à minha esposa, Trace, cujo amor, apoio e compreensão constantes foram fundamentais para o sucesso desta jornada. Agradeço também a minha mãe Cristina, por seu incentivo inabalável e por sempre acreditar em mim.

Não posso deixar de mencionar meu orientador Vitor, cuja orientação experiente, conhecimento e paciência foram essenciais para o desenvolvimento deste trabalho. Agradeço por compartilhar seu tempo e expertise, guiando-me ao longo de todo o processo.

Agradeço ainda a banca examinadora por dedicar seu tempo e conhecimento na avaliação deste trabalho. Suas contribuições e *insights* valiosos ajudaram a aprimorar a qualidade do estudo.

Por fim, expresso minha gratidão a Deus, cuja graça e bondade estiveram presentes em todos os momentos desta jornada acadêmica. Sou grato pela força, sabedoria e direção que Ele me concedeu.

A todos vocês e as demais pessoas que por ventura me ajudaram na caminhada, minha mais profunda gratidão. Sem o apoio e contribuição de cada um, este trabalho não teria alcançado êxito. Obrigado de todo o coração.

REFERÊNCIAS

- [1] ACEEE, “International Energy Efficiency Scorecard”, 2022, [Online], Disponível: <https://www.aceee.org/international-scorecard>.
- [2] ANEEL, “Programa de Eficiência Energética”, 2022, [Online], Disponível: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/eficiencia-energetica/pee>.
- [3] EPE, “Sistemas de Armazenamento em Baterias – Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento”, 2019, [Online], Disponível: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf.
- [4] TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno; MOROZOWSKI FILHO, Marciano. *Recursos energéticos distribuídos e suas potencialidades*. Editora Synergia, 2019.
- [5] YANG, Ye et al. “Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving”. *IEEE Transactions on smart grid*, v. 5, n. 2, p. 982-991, 2013.
- [6] DANISH, Sayed Mir Shah et al. “A coherent strategy for peak load shaving using energy storage systems”. *Journal of Energy Storage*, v. 32, p. 101823, 2020.
- [7] ANDRADE, Caio Vinícius Aguiar de. “Avaliação quantitativa do nível de penetração de armazenadores de energia em um alimentador de distribuição real usando



- OpenDSS”. 2017. 83 f., il. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Energia) - Universidade de Brasília, Brasília, 2017.
- [8] REFOSCO, Victor Roatt. “Viabilidade da utilização de um banco de baterias para a melhora do fator de carga”. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2018.
- [9] MACHIAVELLI, João Alberto. “Sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição para o gerenciamento da curva de carga”. 60p. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pampa, Campus Alegrete, Alegrete, 2018.
- [10] CANTANE, Daniel Augusto; JUNIOR, Oswaldo Hideo Ando; HAMERSCHMIDT, Márcio Biehl. *Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro*. 1. ed. São Carlos/SP: Scienza, 2020. 212 p.
- [11] MOSELEY, Patrick T.; GARCHE, Jürgen. *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*. Elsevier, 2015.
- [12] LOPEZ, Ricardo Aldabó. *Qualidade na Energia Elétrica - Efeitos dos Distúrbios, Diagnósticos e soluções*. 2. ed. São Paulo/SP: Artliber, 2013. 527 p.
- [13] ANEEL, “Resolução Normativa nº 1000, de 07 de dezembro de 2021”, 2021, [Online], Disponível: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>.
- [14] PRODIST, “Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica”, 2021, [Online], Disponível: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf.
- [15] BAGGINI, Angelo. *Handbook of power quality*. John Wiley & Sons, 2008.
- [16] ZORTEA, Alexandre L. et al. “Gerenciamento pelo lado da demanda aplicado a sistemas industriais: metodologias e desafios”. XLIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2017.
- [17] BRAGA, Nina Bordini. “Gerenciamento pelo Lado da Demanda em áreas Residenciais”. UFRJ, Rio de Janeiro, 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.
- [18] DE FREITAS, Paulo Ricardo Radatz. “Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS”. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Energia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.
- [19] EPRI, “Storage Element”, 2020, [Online], Disponível: <https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Version8/Distrib/Doc/Storage.pdf>.
- [20] EPRI, “OpenDSS Storage Element and StorageController Element”, 2019, [Online] Disponível: <https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Version8/Doc/OpenDSS%20STORAGE%20Element.doc>.
- [21] EPRI, “StorageController Element”, 2020, [Online], Disponível: <https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Version8/Distrib/Doc/StorageController.pdf>.
- [22] JANSEN, Marcos Samuel; SALDANHA, John Jefferson Antunes. “Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica em uma rede elétrica da cidade de Jaraguá do Sul”. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Santa Catarina, Jaraguá do Sul, 2022.
- [23] Klabunde, Alexandre; CORREIA, Vitor Teles. “Utilização do controle VOLT/VAR como alternativa para mitigar as transgressões de nível de tensão elétrica em um alimentador da rede de distribuição com alta penetração de energia fotovoltaica”. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Santa Catarina, Jaraguá do Sul, 2022.
- [24] WEG, “ESSW Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias”, 2023, [Online], Disponível: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h0e/h3c/WEG-ESSW-sistema-de-armazenamento-de-energia-50100243-pt.pdf>



APÊNDICE I

TABELA XIII

Níveis de tensão nas barras de BT e MT às 14h para os cenários C1a, C1d, C2a e C2d

Barras de BT						Barras de MT					
Nº	Cód. da barra	C1a	C1d	C2a	C2d	Nº	Cód. da barra	C1a	C1d	C2a	C2d
1	BT_942383	1,0413	1,0413	1,0424	1,0424	1	3017203	0,99995	0,99996	0,99995	0,99997
2	BT_1362033	1,0338	1,0338	1,0409	1,0410	2	12227767	0,99983	0,99988	0,99986	0,99990
3	BT_942358	1,0405	1,0406	1,0490	1,0490	3	2988689	0,99815	0,99820	0,99850	0,99854
4	BT_942506	1,0407	1,0407	1,0432	1,0433	4	942346	0,99812	0,99817	0,99848	0,99851
5	BT_1362131	1,0422	1,0423	1,0567	1,0567	5	1361874	0,99816	0,99821	0,99851	0,99855
6	BT_1362124	1,0424	1,0425	1,0471	1,0471	6	2988701	0,99751	0,99756	0,99800	0,99804
7	BT_1362114	1,0423	1,0423	1,0450	1,0451	7	942364	0,99750	0,99756	0,99800	0,99803
8	BT_1362109	1,0419	1,0419	1,0475	1,0476	8	1361016	0,99751	0,99756	0,99800	0,99804
9	BT_1362117	1,0425	1,0425	1,0453	1,0453	9	2988691	0,99608	0,99613	0,99687	0,99691
10	BT_1362114	1,0423	1,0423	1,0450	1,0451	10	942369	0,99602	0,99607	0,99681	0,99685
11	BT_1362120	1,0426	1,0427	1,0455	1,0455	11	1899245	0,99614	0,99619	0,99693	0,99697
12	BT_1362128	1,0423	1,0423	1,0523	1,0524	12	2988697	0,99673	0,99678	0,99741	0,99745
13	BT_1361874	1,0422	1,0422	1,0617	1,0617	13	942357	0,99673	0,99678	0,99741	0,99745
14	BT_1375665	1,0357	1,0358	1,0383	1,0384	14	1375658	0,99673	0,99678	0,99741	0,99745
15	BT_2941090	1,0345	1,0346	1,0380	1,0381	15	2988698	0,99688	0,99693	0,99752	0,99756
16	BT_2553494	1,0347	1,0347	1,0381	1,0381	16	942358	0,99688	0,99693	0,99752	0,99756
17	BT_1375739	1,0347	1,0347	1,0381	1,0381	17	1370809	0,99688	0,99693	0,99752	0,99756
18	BT_973487	1,0336	1,0336	1,0380	1,0380	18	2988699	0,99703	0,99708	0,99762	0,99766
19	BT_2553495	1,0338	1,0338	1,0375	1,0376	19	942359	0,99702	0,99707	0,99761	0,99765
20	BT_1517230	1,0354	1,0355	1,0398	1,0399	20	1375643	0,99703	0,99708	0,99762	0,99766
21	BT_1358603	1,0302	1,0303	1,0384	1,0385	21	1361013	0,99751	0,99756	0,99800	0,99804
22	BT_1358606	1,0297	1,0298	1,0379	1,0380	22	1358583	0,99723	0,99728	0,99778	0,99782
23	BT_1358600	1,0311	1,0311	1,0380	1,0380	23	1511730	0,99836	0,99841	0,99867	0,99871
24	BT_1375661	1,0363	1,0364	1,0390	1,0390	24	1361868	0,99826	0,99831	0,99859	0,99863
25	BT_1517228	1,0342	1,0342	1,0389	1,0389	25	1362131	0,99807	0,99812	0,99844	0,99848
26	BT_1358597	1,0343	1,0343	1,0393	1,0394	26	1362128	0,99800	0,99805	0,99839	0,99843
27	BT_1412532	1,0343	1,0344	1,0399	1,0400	27	2918802	0,99908	0,99913	0,99926	0,99930
28	BT_1899253	1,0353	1,0353	1,0388	1,0389	28	1509211	0,99908	0,99913	0,99926	0,99930
29	BT_1899251	1,0383	1,0384	1,0415	1,0415	29	1509216	0,99908	0,99913	0,99926	0,99930
30	BT_1517222	1,0342	1,0343	1,0387	1,0387	30	1899253	0,99632	0,99637	0,99710	0,99714
31	BT_1899243	1,0385	1,0386	1,0411	1,0412	31	1375661	0,99630	0,99635	0,99710	0,99714
32	BT_1899245	1,0383	1,0383	1,0414	1,0414	32	2553495	0,99627	0,99632	0,99709	0,99713
33	BT_2941089	1,0364	1,0364	1,0387	1,0387	33	1375665	0,99625	0,99630	0,99709	0,99713
34	BT_1362013	1,0361	1,0362	1,0384	1,0385	34	1517208	0,99662	0,99667	0,99733	0,99737
35	BT_1899241	1,0372	1,0373	1,0396	1,0397	35	1358594	0,99657	0,99662	0,99729	0,99732
36	BT_1362010	1,0355	1,0355	1,0378	1,0378	36	1375728	0,99611	0,99616	0,99707	0,99711
37	BT_1375742	1,0363	1,0363	1,0384	1,0384	37	1358639	0,99609	0,99614	0,99707	0,99710
38	BT_1362007	1,0344	1,0345	1,0367	1,0368	38	973573	0,99614	0,99619	0,99707	0,99711



Barras de BT						Barras de MT					
Nº	Cód. da barra	C1a	C1d	C2a	C2d	Nº	Cód. da barra	C1a	C1d	C2a	C2d
39	BT_1362003	1,0344	1,0345	1,0367	1,0368	39	1375732	0,99612	0,99617	0,99707	0,99711
40	BT_1899247	1,0383	1,0383	1,0414	1,0414	40	1517245	0,99614	0,99619	0,99707	0,99711
41	BT_1899249	1,0383	1,0383	1,0414	1,0415	41	1358633	0,99614	0,99619	0,99707	0,99711
42	BT_1375749	1,0384	1,0384	1,0420	1,0421	42	1517253	0,99617	0,99622	0,99708	0,99712
43	BT_1358651	1,0377	1,0377	1,0405	1,0405	43	1517251	0,99616	0,99622	0,99708	0,99712
44	BT_1517213	1,0368	1,0368	1,0402	1,0402	44	2918836	0,99598	0,99604	0,99704	0,99708
45	BT_1517218	1,0354	1,0355	1,0405	1,0405	45	1362033	0,99598	0,99603	0,99704	0,99708
46	BT_1517220	1,0354	1,0355	1,0405	1,0405	46	1362026	0,99598	0,99604	0,99704	0,99708
47	BT_1517215	1,0357	1,0358	1,0402	1,0402	47	2918837	0,99601	0,99606	0,99705	0,99709
48	BT_1870552	1,0360	1,0360	1,0400	1,0400	48	1358636	0,99601	0,99606	0,99705	0,99709
49	BT_1517211	1,0356	1,0357	1,0398	1,0399	49	2554498	0,99600	0,99605	0,99705	0,99709
50	BT_1358594	1,0347	1,0348	1,0410	1,0411	50	1561455	0,99599	0,99604	0,99705	0,99708
51	BT_1375647	1,0359	1,0359	1,0394	1,0395	51	2553601	0,99619	0,99624	0,99708	0,99712
52	BT_1389617	1,0329	1,0329	1,0387	1,0387	52	2335334	0,99618	0,99623	0,99708	0,99712
53	BT_1375643	1,0310	1,0310	1,0380	1,0380	53	1375425	0,99617	0,99622	0,99708	0,99712
54	BT_1375639	1,0295	1,0296	1,0375	1,0375	54	1517257	0,99617	0,99622	0,99708	0,99712
55	BT_1370809	1,0362	1,0362	1,0397	1,0397	55	1362120	0,99784	0,99790	0,99827	0,99831
56	BT_2417768	1,0396	1,0397	1,0427	1,0428	56	1362117	0,99776	0,99781	0,99820	0,99824
57	BT_1517238	1,0393	1,0393	1,0432	1,0432	57	1361837	0,99909	0,99914	0,99926	0,99930
58	BT_1375669	1,0386	1,0386	1,0435	1,0435	58	1361840	0,99909	0,99914	0,99926	0,99930
59	BT_1517236	1,0386	1,0386	1,0435	1,0435	59	2553338	0,99963	0,99968	0,99970	0,99974
60	BT_1517240	1,0391	1,0391	1,0430	1,0431	60	1509218	0,99952	0,99957	0,99961	0,99965
61	BT_1375732	1,0388	1,0388	1,0417	1,0418	61	1511719	0,99942	0,99947	0,99953	0,99956
62	BT_973573	1,0387	1,0387	1,0416	1,0416	62	1517240	0,99621	0,99626	0,99709	0,99713
63	BT_1375728	1,0384	1,0385	1,0413	1,0414	63	1517238	0,99621	0,99626	0,99709	0,99713
64	BT_1375736	1,0387	1,0387	1,0417	1,0417	64	1362022	0,99596	0,99601	0,99704	0,99708
65	BT_2335334	1,0355	1,0356	1,0432	1,0432	65	1362019	0,99594	0,99599	0,99704	0,99708
66	BT_1358639	1,0385	1,0385	1,0413	1,0413	66	1883285	0,99584	0,99589	0,99703	0,99707
67	BT_973566	1,0362	1,0363	1,0408	1,0408	67	2323360	0,99584	0,99589	0,99703	0,99707
68	BT_973557	1,0348	1,0348	1,0418	1,0418	68	1511747	0,99718	0,99723	0,99774	0,99778
69	BT_1375721	1,0368	1,0368	1,0408	1,0409	69	1375736	0,99616	0,99621	0,99708	0,99712
70	BT_1517235	1,0362	1,0362	1,0409	1,0410	70	1558556	0,99908	0,99913	0,99925	0,99929
71	BT_1517232	1,0350	1,0350	1,0415	1,0416	71	1511723	0,99900	0,99905	0,99919	0,99923
72	BT_2941114	1,0328	1,0329	1,0409	1,0409	72	1389617	0,99697	0,99702	0,99758	0,99762
73	BT_1362026	1,0327	1,0327	1,0414	1,0414	73	1375647	0,99691	0,99696	0,99754	0,99758
74	BT_1561455	1,0325	1,0326	1,0406	1,0406	74	1362124	0,99792	0,99797	0,99833	0,99836
75	BT_1358633	1,0387	1,0387	1,0410	1,0410	75	942506	0,99791	0,99796	0,99833	0,99837
76	BT_1517245	1,0379	1,0380	1,0409	1,0410	76	1361844	0,99908	0,99914	0,99926	0,99930
77	BT_1517247	1,0371	1,0372	1,0412	1,0413	77	1899243	0,99613	0,99619	0,99693	0,99697
78	BT_2417764	1,0371	1,0372	1,0410	1,0410	78	1899241	0,99613	0,99619	0,99693	0,99697
79	BT_1517249	1,0374	1,0374	1,0410	1,0411	79	1362109	0,99761	0,99766	0,99808	0,99812
80	BT_2553600	1,0369	1,0370	1,0409	1,0409	80	942381	0,99595	0,99600	0,99704	0,99708



Barras de BT						Barras de MT					
Nº	Cód. da barra	C1a	C1d	C2a	C2d	Nº	Cód. da barra	C1a	C1d	C2a	C2d
81	BT_1362029	1,0327	1,0328	1,0409	1,0409	81	2417477	0,99879	0,99884	0,99902	0,99906
82	BT_1358607	1,0382	1,0383	1,0418	1,0418	82	2553336	0,99868	0,99873	0,99893	0,99897
83	BT_2417767	1,0363	1,0363	1,0412	1,0413	83	1375650	0,99682	0,99687	0,99747	0,99751
84	BT_1517242	1,0344	1,0345	1,0442	1,0442	84	1375654	0,99678	0,99683	0,99744	0,99748
85	BT_2417766	1,0344	1,0345	1,0452	1,0452	85	1375725	0,99601	0,99606	0,99705	0,99709
86	BT_2553601	1,0366	1,0367	1,0427	1,0428	86	2553337	0,99931	0,99936	0,99944	0,99948
87	BT_1375718	1,0375	1,0376	1,0413	1,0413	87	2417478	0,99889	0,99895	0,99910	0,99914
88	BT_1517251	1,0356	1,0357	1,0417	1,0417	88	2417765	0,99603	0,99608	0,99705	0,99709
89	BT_1375422	1,0366	1,0366	1,0422	1,0422	89	1886518	0,99601	0,99606	0,99705	0,99709
90	BT_2417763	1,0354	1,0354	1,0431	1,0432	90	1517222	0,99639	0,99644	0,99715	0,99719
91	BT_1517253	1,0347	1,0348	1,0441	1,0442	91	2417764	0,99615	0,99620	0,99707	0,99711
92	BT_2417761	1,0341	1,0341	1,0423	1,0423	92	2553600	0,99615	0,99620	0,99707	0,99711
93	BT_1358612	1,0336	1,0337	1,0430	1,0430	93	1361855	0,99908	0,99913	0,99926	0,99930
94	BT_1375425	1,0374	1,0374	1,0416	1,0416	94	1361858	0,99907	0,99912	0,99926	0,99930
95	BT_1517257	1,0351	1,0351	1,0415	1,0416	95	2417767	0,99621	0,99627	0,99709	0,99713
96	BT_1375672	1,0345	1,0346	1,0419	1,0420	96	1899251	0,99628	0,99633	0,99707	0,99711
97	BT_1375675	1,0336	1,0337	1,0437	1,0437	97	2417763	0,99617	0,99622	0,99708	0,99712
98	BT_1517224	1,0362	1,0363	1,0382	1,0383	98	1511721	0,99922	0,99927	0,99937	0,99940
99	BT_973501	1,0339	1,0339	1,0382	1,0383	99	1362082	0,99910	0,99915	0,99927	0,99931
100	BT_1362019	1,0331	1,0331	1,0394	1,0395	100	1375422	0,99617	0,99622	0,99708	0,99712
101	BT_1362022	1,0323	1,0324	1,0405	1,0406	101	1358607	0,99620	0,99625	0,99708	0,99712
102	BT_1375650	1,0371	1,0372	1,0404	1,0404	102	1511728	0,99846	0,99851	0,99875	0,99879
103	BT_1375654	1,0368	1,0368	1,0414	1,0414	103	1517247	0,99615	0,99620	0,99707	0,99711
104	BT_1375658	1,0362	1,0362	1,0436	1,0437	104	1929598	0,99908	0,99913	0,99926	0,99930
105	BT_1358590	1,0356	1,0357	1,0431	1,0432	105	1511726	0,99857	0,99862	0,99884	0,99888
106	BT_1517208	1,0352	1,0352	1,0421	1,0421	106	1517224	0,99589	0,99594	0,99703	0,99707
107	BT_1925006	1,0377	1,0378	1,0423	1,0424	107	2930157	0,99589	0,99594	0,99703	0,99707
108	BT_973494	1,0358	1,0359	1,0412	1,0412	108	2417766	0,99617	0,99622	0,99708	0,99712
109	BT_2553496	1,0351	1,0352	1,0409	1,0409	109	973557	0,99604	0,99609	0,99706	0,99709
110	BT_1358642	1,0346	1,0347	1,0408	1,0408	110	1517228	0,99629	0,99634	0,99710	0,99714
111	BT_2323361	1,0372	1,0373	1,0418	1,0419	111	1361851	0,99908	0,99913	0,99926	0,99930
112	BT_1358645	1,0372	1,0373	1,0418	1,0419	112	2418325	0,99678	0,99683	0,99744	0,99748
113	BT_2976987	1,0365	1,0365	1,0414	1,0415	113	1517230	0,99622	0,99627	0,99709	0,99713
114	BT_12527314	1,0372	1,0373	1,0418	1,0419	114	1358590	0,99668	0,99674	0,99737	0,99741
115	BT_12527315	1,0372	1,0373	1,0418	1,0419	115	1509214	0,99908	0,99913	0,99926	0,99930
116	BT_12527318	1,0372	1,0373	1,0418	1,0419	116	1361848	0,99908	0,99913	0,99926	0,99930
117	BT_2649054	1,0364	1,0365	1,0414	1,0414	117	1899249	0,99623	0,99628	0,99702	0,99705
118	BT_1517226	1,0364	1,0365	1,0414	1,0414	118	1517242	0,99618	0,99623	0,99708	0,99712
119	BT_12527317	1,0372	1,0373	1,0418	1,0419	119	2323362	0,99589	0,99594	0,99703	0,99707
120	BT_1361848	1,0416	1,0417	1,0494	1,0494	120	1362114	0,99768	0,99773	0,99814	0,99818
121	BT_2941051	1,0414	1,0415	1,0487	1,0487	121	1358597	0,99645	0,99650	0,99720	0,99723
122	BT_1509214	1,0414	1,0414	1,0486	1,0487	122	1358645	0,99589	0,99594	0,99703	0,99707



Barras de BT						Barras de MT					
Nº	Cód. da barra	C1a	C1d	C2a	C2d	Nº	Cód. da barra	C1a	C1d	C2a	C2d
123	BT_1361837	1,0416	1,0417	1,0580	1,0580	123	2323361	0,99587	0,99592	0,99703	0,99707
124	BT_2373801	1,0416	1,0417	1,0580	1,0580	124	2649054	0,99584	0,99589	0,99703	0,99707
125	BT_1361844	1,0419	1,0419	1,0524	1,0524	125	1899247	0,99617	0,99622	0,99696	0,99700
126	BT_1361840	1,0417	1,0418	1,0553	1,0553	126	1517213	0,99655	0,99660	0,99728	0,99732
127	BT_1929598	1,0420	1,0420	1,0504	1,0504	127	1358651	0,99655	0,99660	0,99728	0,99732
128	BT_1509216	1,0414	1,0415	1,0487	1,0487	128	1412532	0,99650	0,99655	0,99724	0,99728
129	BT_1509211	1,0414	1,0415	1,0481	1,0482	129	1375742	0,99589	0,99594	0,99703	0,99707
130	BT_1361858	1,0416	1,0417	1,0465	1,0465	130	1517211	0,99656	0,99661	0,99728	0,99732
131	BT_1361862	1,0412	1,0413	1,0461	1,0461	131	1375639	0,99708	0,99713	0,99766	0,99769
132	BT_1361855	1,0415	1,0416	1,0471	1,0471	132	2373801	0,99909	0,99915	0,99927	0,99930
133	BT_1509209	1,0411	1,0411	1,0460	1,0460	133	1870552	0,99656	0,99661	0,99728	0,99732
134	BT_1509207	1,0410	1,0411	1,0459	1,0459	134	1361018	0,99751	0,99756	0,99800	0,99804
135	BT_1361851	1,0414	1,0415	1,0476	1,0477	135	942383	0,99598	0,99603	0,99704	0,99708
136	BT_2323794	1,0412	1,0412	1,0461	1,0461	136	973501	0,99592	0,99597	0,99704	0,99707
137	BT_2323802	1,0411	1,0412	1,0460	1,0460	137	973566	0,99607	0,99612	0,99706	0,99710
138	BT_2651258	1,0411	1,0412	1,0460	1,0460	138	2417768	0,99621	0,99626	0,99709	0,99713
139	BT_1883285	1,0362	1,0363	1,0410	1,0410	139	1362029	0,99598	0,99603	0,99704	0,99708
140	BT_2323360	1,0349	1,0349	1,0389	1,0389	140	2553494	0,99624	0,99629	0,99709	0,99713
141	BT_1886518	1,0350	1,0351	1,0405	1,0405	141	1925006	0,99585	0,99590	0,99703	0,99707
142	BT_2975778	1,0343	1,0344	1,0405	1,0406	142	1375672	0,99617	0,99622	0,99708	0,99712
143	BT_2554498	1,0337	1,0338	1,0405	1,0406	143	1517249	0,99615	0,99621	0,99708	0,99711
144	BT_1358636	1,0344	1,0344	1,0406	1,0406	144	1375718	0,99616	0,99621	0,99708	0,99711
145	BT_1375725	1,0343	1,0344	1,0405	1,0405	145	12227769	0,99981	0,99986	0,99985	0,99989
146	BT_2417765	1,0348	1,0349	1,0419	1,0419	146	1362077	0,99979	0,99984	0,99983	0,99986
147	-	-	-	-	-	147	1362079	0,99974	0,99979	0,99979	0,99983
148	-	-	-	-	-	148	1362081	0,99972	0,99977	0,99977	0,99981
149	-	-	-	-	-	149	12227772	0,99971	0,99976	0,99976	0,99980