

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

RODRIGO MONTAGNER SASSI

**ESTUDO DE COMPENSAÇÃO DE REATIVOS POR BANCO DE
BATERIAS**

**Alegrete
2024**

S696e Sassi, Rodrigo

Estudo de compensação de reativos por banco de baterias /
Rodrigo Sassi.

68 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2024.

"Orientação: Ana Paula Carboni de Mello ".

1. Estudo de compensação de reativos na rede . 2.
Melhoramento do perfil de tensão. I. Título.

RODRIGO MONTAGNER SASSI

**ESTUDO DE COMPENSAÇÃO DE REATIVOS POR BANCO DE
BATERIAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Dissertação defendida e aprovada em: 9 de julho de 2024.

Banca examinadora:

Prof^a. Dr^a. Ana Paula Carboni de Mello
Orientador
UNIPAMPA

Prof. Dr. Guilherme Sebastião da Silva
UNIPAMPA

Prof. Dr Mauro Fonseca Rodrigues
UNIPAMPA



Assinado eletronicamente por **MAURO FONSECA RODRIGUES, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 11/07/2024, às 09:54, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **ANA PAULA CARBONI DE MELLO, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 11/07/2024, às 10:40, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **GUILHERME SEBASTIAO DA SILVA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 11/07/2024, às 10:58, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1480383** e o código CRC **BCA18A26**.

RESUMO

As redes de distribuição elétrica são responsáveis por entregar aos seus consumidores energia estável, contudo devido ao crescimento gradativo das cargas em muitos cenários ocorre uma baixa tensão na rede que ocasiona inclusive a perda de equipamentos destes consumidores por ela atendidos, com isso acaba propiciando novas alternativas de contornar o problema, tornando mais viável a implantação de banco de baterias (BESS) compensando reativos na rede conforme as necessidades da região, tendo um avanço nesta tecnologia emergente. Este trabalho tem como principal objetivo analisar maneiras de utilizar BESS como fonte de reativos para a rede, ajudando a elevar a tensão. Tal metodologia consiste na divisão em três etapas principais com a primeira analisando níveis das cargas a procura de subtensão para a segunda ajustar mediante uma curva de descarga diária o melhor horário para o ajuste, na terceira etapa é verificado duas abordagens de compensação de reativos viabilizando o estudo. A metodologia de teste é verificada através do software OpenDSS, em um sistema teste IEEE de 4 barras constituído de três cargas mantendo suas demandas com a finalidade de analisar os impactos causados por geração distribuída (GD) e a melhor utilização de BESS manipulado em diferentes condições.

Palavras-Chave: Baterias, energia, geração, reativos, tecnologia.

ABSTRACT

Electrical distribution networks are responsible for delivering stable energy to their consumers, however, due to the gradual growth of loads, in many scenarios, low voltage occurs in the network, which even causes the loss of equipment for the consumers it serves, which ends up providing new alternatives. to overcome the problem, making the implementation of a battery bank (BESS) more viable, compensating reactives in the network according to the region's needs, making progress in this emerging technology. This work's main objective is to analyze ways of using BESS as a source of reactives for the network, helping to increase voltage. This methodology consists of dividing it into three main stages, with the first analyzing load levels in search of undervoltage, and the second adjusting the best time for adjustment using a daily discharge curve. In the third stage, two reactive compensation approaches are verified, enabling the study. The test methodology is verified using the OpenDSS software, in a 4-bar IEEE test system consisting of three loads maintaining their demands in order to analyze the impacts caused by distributed generation (DG) and the best use of BESS manipulated in different conditions .

Keywords: Batteries, energy, generation, reactives, technology.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curva de geração demonstrando duck curve.....	12
Figura 2 – Esquema de conversão de energia	15
Figura 3 – Diagrama de blocos da metodologia proposta	24
Figura 4 – Esquema de funcionamento da bateria	25
Figura 5 – Esquema de fluxo de carga	26
Figura 6 – Esquema de fluxo de descarga	28
Figura 7 – Modo follow	29
Figura 8 – Despacho de potência reativa	30
Figura 9 – Representação sistema 4 barras	31
Figura 10 – Distância entre barras	32
Figura 11 – Curva de geração diária do PV.....	34
Figura 12– Gráfico de carga e descarga do BESS	35
Figura 13 – Despacho de reativo por BESS	36
Figura 14 – Gráfico de potência ativa na subestação.....	37
Figura 15 – Gráfico de potência reativa na subestação.....	38
Figura 16 – Gráfico fator de potência na subestação	39
Figura 17 – Gráfico das tensões em pu na carga 1	40
Figura 18 – Gráfico das tensões em pu na carga 2	41
Figura 19– Gráfico das tensões em pu na carga 3	42
Figura 20 – Gráfico de potência na subestação.....	43
Figura 21 – Gráfico de tensão na carga.....	44
Figura 22 – Gráfico de tensão na carga 2.....	45
Figura 23 – Gráfico de tensão na carga 3.....	46
Figura 24 – Gráfico de tensão na carga 2.....	47
Figura 25 – Gráfico de tensões na carga 1.....	48
Figura 26 – Gráfico de tensões na carga 2.....	49
Figura 27 – Gráfico de tensões na carga 3.....	50
Figura 28 – Gráfico de potência na subestação.....	51
Figura 29 – Gráfico de tensões na carga 1.....	52
Figura 30 – Gráfico de tensões na carga 2.....	53
Figura 31 – Gráfico de tensões na carga 3.....	54
Figura 32 – Gráfico de potência na subestação.....	55
Figura 33 – Gráfico de potência reativa na subestação.....	56
Figura 34 – Gráfico fator de potência na subestação	57
Figura 35 – Gráfico de tensões na carga 1.....	58
Figura 36 – Gráfico de tensões na carga 2.....	59
Figura 37 – Gráfico de tensões na carga 3.....	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características das cargas e PV.....	34
Tabela 2 – Características do BESS.....	34

LISTA DE ABREVIATURAS

Geração Distribuída - (GD)

Fontes de Energia Renovável - (FERs)

Sistemas de Armazenamento em Baterias - (BESSs)

Sistemas fotovoltaicos - (PV)

Íons de lítio - (Li-ion)

Chumbo-ácido - (Pb-ácido)

Baterias de fluxo redox - (RFBs)

Baterias de fluxo redox de vanádio - (VRFBs)

Medidor inteligente - (SM)

Fluxo de potência aceitável – (FPA)

Fluxo de potência direto– (FPD)

Fluxo de potência reverso– (FPR)

Fator de Potência– (FP)

Volts – (V)

Tensão mínima – (V_{min})

Tensão máxima – (V_{max})

Trabalho de conclusão de curso – (TCC)

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	11
1.1 Justificativa	13
1.2 Objetivos.....	13
1.2.1 Objetivo geral	13
1.2.2 Objetivo específico	13
2. REVISÃO DE LITERATURA	14
2.1 Estudos recentes sobre BESS em sistemas de distribuição.....	14
2.2 Funcionamento e integração de BESS em sistemas de distribuição	15
2.3 Tipos de bateria para uso em sistemas de distribuição	18
2.3.1 Bateria de chumbo-ácido.....	18
2.3.2 Bateria de íons de lítio	19
2.3.3 Bateria de fluxo	19
2.4 Aplicações de BESS	20
2.5 Exemplo com aplicação de estudo	21
3. METODOLOGIA.....	22
3.1 Formulação do problema.....	22
3.2 Arquitetura proposta.....	22
3.3 Estados de operação do BESS.....	25
3.3.1 Estado de carga	26
3.3.2 Estado de descarga	27
3.3.3 Estado de inatividade.....	28
3.4 Modos de despacho	29
3.4.1 Modo follow	29
3.4.2 Modo potência reativa	30
4. ANÁLISE DOS RESULTADOS	31
4.1 Exemplo numérico	31
4.1.1 Descrição do teste	32
4.1.2 Características das linhas.....	32

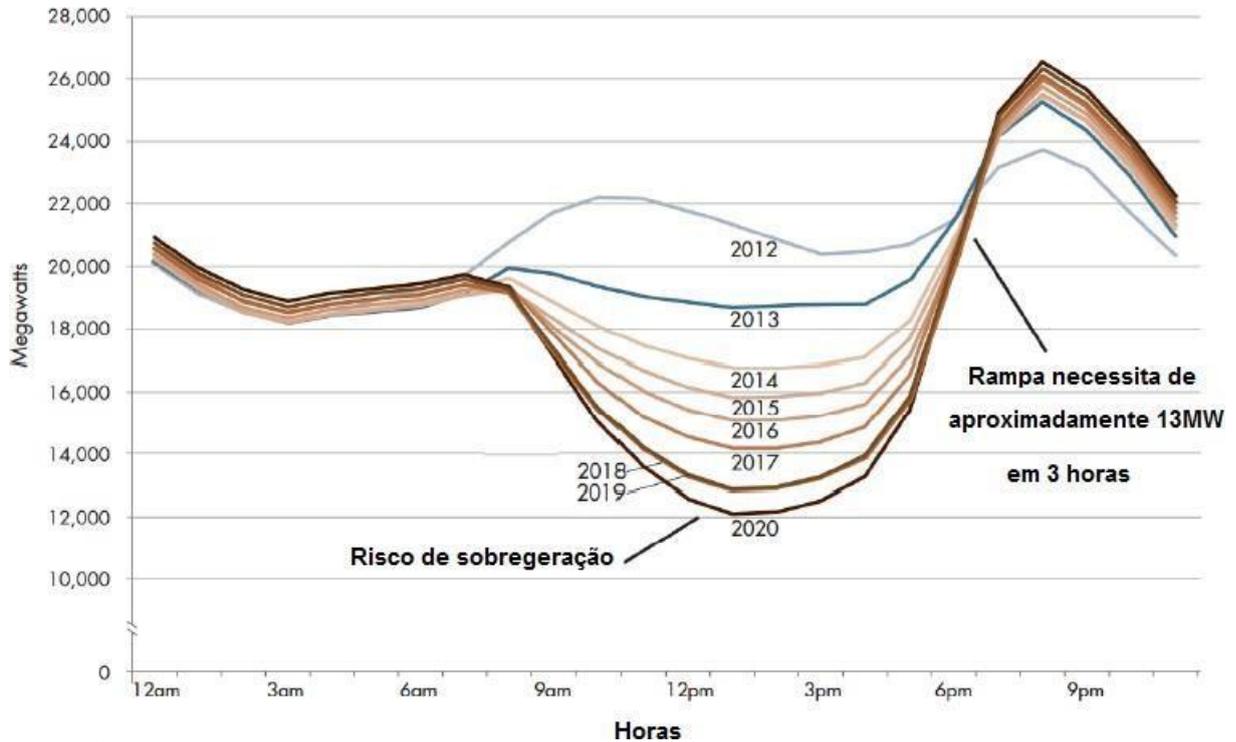
4.1.3 Características do BEES e equipamentos.....	32
4.1.4 Detalhamento dos resultados e atuações do controle.....	34
4.2 Testes de controle	36
4.2.1 Teste sem BESS e PV.....	37
4.2.2 Teste com PV	42
4.2.3 Teste com BESS fornecendo potência ativa.....	46
4.2.4 Teste com BESS fornecendo potência ativa e compensador reativo.....	50
4.2.5 Teste com BESS na função compensador reativo	54
5. CONCLUSÃO	61
5.1 Sugestões para trabalhos futuros	62
REFERÊNCIAS.....	63

1 INTRODUÇÃO

Atualmente a Geração Distribuída (GD) baseada em energia eólica e fotovoltaica tem ganhado predominância em relação às opções convencionais de geração, como hidrelétrica e térmica (THEO et al., 2017). Com o avanço tecnológico, tornou-se cada vez mais importante garantir a qualidade da energia fornecida à rede de distribuição, visando segurança e confiabilidade para atender às demandas dos usuários (KEANE et al., 2013). No caso das usinas fotovoltaicas, a geração de energia é dependente de fatores como irradiação solar, temperatura e condições atmosféricas (BEHERA et al., 2018).

Alguns países estão adotando a GD como principal incentivo governamental para limitar os efeitos climáticos desfavoráveis. No entanto, a alta penetração de geração renovável traz desafios, como: variações de tensão, fluxo de energia bidirecional, proteção degradada e aumento das falhas no sistema devido à geração incontrolável (PETINRIN & SHAABANB, 2016). Esse fenômeno mostrado na Figura 1, é conhecido como “curva do pato” (*duck curve*), que descreve a alta inserção da geração durante os horários de irradiação, se tendo a menor carga líquida do sistema capaz de absorver toda essa energia ficando com a “ barriga “ crescente ao passar dos anos e a queda abrupta após a diminuição da irradiação, causando problemas de sobrecarga e oferta insuficiente nas subestações por estarem ajustadas contando com a GD e incapazes de fornecerem energia extra, conhecida como “curva de rampa”, prejudicando severamente o sistema de distribuição (NREL, 2018).

Figura 1 – Curva de geração demonstrando *dunck curve*



Fonte: (Denholm et al., 2013)

A literatura mostra que a implantação de Fontes de Energia Renovável (FERs) pode aliviar o estresse da rede e reduzir a dependência de fontes não renováveis, que são contestadas atualmente (WEI & SKYE, 2021). No entanto, como mencionado anteriormente, existem alguns pontos que devem ser considerados e que precisam ser solucionados o mais rapidamente possível para que esse tipo de energia possa ser implementada cada vez mais.

Essa tendência de implementação de FERs tem sido impulsionada pelos avanços em tecnologias de Sistemas de Armazenamento em Baterias (BESS), capazes de fornecer energia em momentos de inexistência de geração ou distribuição, unidos também pela adoção de tarifas de eletricidade variáveis no tempo (*price*), além de subsídios governamentais, programas de incentivo e integração de sistemas fotovoltaicos (PV) para ajuste de energia (BOAMPONG & BROWN, 2020).

Como um recurso flexível, o BESS tem a vantagem de poder ser acionado rapidamente quando necessário, ajudando o sistema de distribuição no atendimento das demandas de energia (CHANG et al., 2014). Além disso, o BESS pode fornecer um

excelente auxílio na correção do fator de potência (indutivo e capacitivo), contribuindo para a estabilização da rede, garantindo a melhor qualidade de energia possível para os consumidores e desempenhando um papel importante na economia, armazenando energia quando as tarifas estão mais baixas e fornecendo energia quando estão mais altas (MOHSENI-BONAB et al., 2020).

1.1 Justificativa

Com o avanço das tecnologias cada vez mais impactantes no cotidiano e a redução dos custos, se mostra grande a dependência de energia já que praticamente tudo que é criado ou modificado depende de alguma fonte de energia. Visando esta ideia o mundo vem investindo cada vez mais em FER e BESS sem levar em conta o problema causado pela enorme implantação de sistemas PV + BESS com sua intermitência de geração, levando a tensão, sobrecarga e muitas vezes danos severos no sistema de distribuição. Tendo este ponto em vista, uma coordenação eficaz entre geração, armazenamento e distribuição se torna indispensável para resolver este problema.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Realizar a adequação no perfil de tensão nos sistemas de distribuição a partir do fornecimento de reativos por baterias (BESS) conforme a necessidade da curva de carga.

1.2.2 Objetivo específico

- Investigar estratégias de integração de BESS para compensação de reativos;
- Avaliar os efeitos da injeção/absorção no perfil de tensão nas cargas;
- Avaliar o ciclo de despacho ativo/reactivo durante os horários de ponta;
- Avaliar nova possibilidade de ajuste de reativos, diferenciando-se dos tradicionais bancos de capacitores.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Antes de entrar na compensação de reativos por meio de BESS em unidades fotovoltaicas e redes de distribuição se mostra importante destacar suas etapas e elementos básicos perante a GD, entre elas se tem os tipos de baterias mais utilizadas na atualidade, conversão de energia, medição, cobrança de energia e estados de operação, além de exemplos de aplicações.

2.1 Estudos recentes sobre BESS em sistemas de distribuição

O estudo de Cortes et al. (2022), tem o objetivo de ajustar a potência reativa do sistema e melhorar a economia de energia em um condomínio fechado de 47 residências utilizando BESS + PV pelo método de *Peak-Shaving* e *Follow*, redutor de demanda e seguidor de potência respectivamente, chegando na economia de até 28%.

Em Shenzhen foi aplicado um estudo por Chang et al. (2018) afim de estabelecer uma comparação sobre sistemas BESS + PV e eólico onde se destacou uma melhor eficiência econômica e qualidade da rede no sistema com geração eólica, tendo retorno em comparação ao convencional de até 13 anos.

Os autores Ribeiro et al. (2019) analisaram os impactos do uso de BESS acoplados em linha de transmissão afim de neutralizar quedas de energia ou inadequações do serviço levando em conta a rápida resposta do sistema, evitando assim, o acionamento dos dispositivos de proteção, confirmando sua viabilidade.

Em Hemmati et al. (2017) simulam sistema de distribuição contendo 2 parques eólicos de 200MW e 3 BESS de grande porte com o intuito de amenizar as inconstâncias de geração, analisando o melhor local para a instalação destes recursos, por resultado do estudo se mostra viável e benéfico para o sistema de distribuição.

O trabalho de Nayak et al. (2020) estuda o melhor posicionamento de BESS na geração eólica analisando sistema IEEE 37 barras utilizando o método da modelagem detalhada de cargas trifásicas de ramais desequilibrados chegando em resultados satisfatórios.

Em Dubai, AlAhmad. (2021) estuda a utilização das baterias de enxofre de sódio (NaS) como a melhor opção devido à temperatura excessiva do local, utilizando como

equipamento auxiliar para garantir uma demanda cada vez mais crescente e demonstrando a eficácia do estudo.

No Irã, Keshani. (2022) analisa métodos para melhor localização de banco de BESS estacionárias afim de limitar o efeito do crescimento de carga em correlação de baixo investimento inicial, tendo resultados promissores possibilitando posteriormente a colocação de BESS de Lítio-Ion.

Na Turquia, Cetin., (2022) fez análise de ajuste da potência ativa e reativa nas áreas rurais onde os terrenos são mais baratos e se tem investimento considerável de fazendas solar tendo dificuldade em manter a qualidade de energia, tornando o BESS muito eficaz.

2.2 Funcionamento e integração de BESS em sistemas de distribuição

Para a conversão de energia fotovoltaica das placas solares conforme Figura 2, em energia elétrica utilizável com banco de bateria, se conecta um inversor híbrido logo após a geração para assim por meio de seu conversor e regulador de carga, ajustar a frequência, tensão e fase da energia a ser transmitida para a unidade receptora ou mesmo a rede de distribuição (SANDELIC et al., 2019).

Figura 2– Esquema de conversão de energia



Fonte: (BlueSol)

Atualmente a medição é realizada pela concessionária de energia através de um medidor bidirecional responsável por analisar a energia consumida pela unidade e a

injetada na rede, onde ao final do mês se faz a aferição e se contabiliza analiticamente as duas variáveis. Também pode ser realizado por meio de um *smart meters* (SM), que é um dispositivo de medição avançado que monitora o consumo de energia em tempo real e registra esses dados em intervalos pré-determinados.

Entre as vantagens de um SM estão a arquitetura e a interface do dispositivo que podem ser customizadas afim de oferecer uma leitura mais fiel e simplificada para cada tipo de cliente, detectando: frequência, tensão, corrente e ângulo de fase, além de comunicarem dados na forma de um conjunto de parâmetros, incluindo registros de data e hora, número de identificação exclusivo do medidor e valores de importação/exportação de energia elétrica. Essa implementação permite a medição da energia da rede principal, geradores no local ou BESS separadamente e faturamento preciso, também é possível definir limites de consumo de energia e desligar cargas automaticamente em caso de sobrecarga (IEEE STAFF, 2011). Por exemplo, na Irlanda e Itália, todos os medidores de eletricidade existentes estão sendo atualizados com SMs para permitir o faturamento preciso por meio de preços de tempo de uso (ZHOU & BROWN, 2017).

A diminuição da dependência da rede por parte dos clientes, juntamente com a incapacidade das tarifas de energia convencionais de refletir os custos reais da eletricidade, desafiou os operadores de rede a recuperar os custos totais de geração e entrega de eletricidade, à medida que menos consumidores estão comprando energia e as despesas com o sistema existente mantem ao longo do tempo. Além disso, com a procura cada vez maior por PV permitiu que reduzissem seu consumo de rede, em consequência, diminuindo ainda mais a receita da concessionária responsável pela distribuição de energia. Este problema é conhecido como “Espiral da Morte”, com o qual as operadoras são cada vez mais confrontadas à medida que os custos de PV e BESS diminuem e com isso são forçados a repassar os custos para os demais consumidores (LAWS et al., 2017).

Como consequência foi sancionada a lei 14.300 em 07/01/2023 que regulariza a arrecadação de imposto sobre FERs referente ao fio B que é a parcela injetada na rede onde antes não era tributada, resultando em um acréscimo gradual de 15% ao ano até 2045 para usuários de baixa tensão (ROCHA, 2022.) e para usuários do grupo A com demanda superior a 500kW é regulado a 100% do fio B a partir de 2023 (ROCHA, 2023.).

Desta maneira o preço da eletricidade aumenta afim de compensar a diminuição dos lucros, porém esse aumento de preço acaba sendo um motivo cada vez mais interessante para os clientes implementarem PV e BESS, assim gradativamente reduzindo a dependência da concessionária (BOAMPONG & BROWN, 2020). Na Holanda, por exemplo, vários projetos estão atualmente em andamento para facilitar a implementação potencial de tarifas inteligentes no futuro, a fim de trazer uma tarifa mais fiel e incentivar consumidores a usarem com consciência a energia da rede já que não se torna regular e sim com valores de acordo com o tempo e dias em questão. Embora a capacidade do PV + BESS tenha aumentado nos últimos anos, espera-se que essa tendência continue com a implementação de esquemas de preços mais amistosos que maximizam a eficiência do BESS para proprietários e distribuidoras (BOAMPONG & BROWN, 2020).

Os consumidores podem enviar seu excesso de eletricidade para a rede e obter crédito em quilowatts-hora. Ao final de um período de faturamento definido sendo geralmente no período de 30 dias e tendo 6 anos de limite para sua utilização, estes usuários são cobrados pela importação da rede menos a energia exportada para a mesma, que geralmente é medida por um medidor inteligente ou bidirecional (BUDIN et al., 2021).

Idealmente, esse conceito pode permitir que os consumidores usem a energia distribuída na rede a qualquer momento. Porém, utilizando a rede atual se comprova a incapacidade de garantir estes parâmetros já que a eletricidade não pode ser armazenada nem mesmo por BESS em grande escala por um período prolongado e geralmente deve ser utilizada assim que é gerada. Logo, injetar uma grande quantidade de energia para a rede pode interromper a operação segura do sistema assim gerando desequilíbrios entre demanda e oferta ocasionando perdas e custos de energia (HEMMATI et al., 2017).

Por outro lado, este esquema não é ideal para proprietários de PV + BESS, uma vez que estão sujeitos a um preço fixo e não se beneficiariam de potenciais atividades de arbitragem (comprar mais energia quando o consumo é geralmente baixo (horas fora de ponta), armazená-lo e vendê-lo de volta à rede a preços mais altos quando o uso de eletricidade é maior (horário de ponta) (HERTER, 2007).

Em alguns países como a Espanha, já se utilizam tarifas em tempo real. Nesse sistema, os consumidores de energia são cobrados com base em seu uso horário em

tempo real, a partir da chamada tabela *price* (CHITSAZ et al., 2018).

2.3 Tipos de bateria para uso em sistemas de distribuição

Atualmente, o mercado de sistemas fotovoltaicos com bateria (PV + BESS) é dominado por baterias de íons de lítio (Li-ion), contudo, baterias de chumbo-ácido (Pb-ácido) e baterias de fluxo também foram implantadas até certo ponto por suas características e valores agregados como apresentado a seguir (AKINYELE & RAYUDU, 2014).

2.3.1 Bateria de chumbo-ácido

A tecnologia de bateria de chumbo-ácido é amplamente reconhecida como a mais madura na indústria e é extensivamente utilizada em aplicações de GD, particularmente, essas baterias de descarga profunda são especialmente adequadas para integração de energia renovável em pequena escala, são capazes de descarregar até 80% da capacidade, tornando-as uma solução viável para lidar com o aumento de tensão no alimentador de distribuição, desde que, sejam gerenciadas adequadamente.

Além disso, oferecem outros benefícios significativos, como baixa taxa de autodescarga, investimento inicial mais baixo comparado a outras opções e facilidade de manutenção. Esses fatores demonstram uma opção altamente competitiva para integração com PV. No entanto, é importante considerar algumas desvantagens inerentes a essa tecnologia.

Uma das desvantagens é o ciclo de vida limitado, o que significa que têm uma vida útil mais curta em comparação com outras tecnologias. Além disso, seu desempenho pode ser afetado negativamente em altas e baixas temperaturas, detalhe importante quando se está trabalhando em climas extremos já que pode resultar em desafios significativos. As falhas podem ocorrer devido ao ciclo contínuo e intenso de carga e descarga, exigindo uma gestão adequada para maximizar a vida útil da bateria.

Outra consideração importante é o quesito ecologia que se deve ao eletrólito ácido e ao conteúdo de chumbo. Esses componentes requerem medidas de descarte

e reciclagem adequadas para minimizar impactos ambientais negativos.

Em resumo, embora sejam amplamente utilizadas e ofereçam benefícios notáveis em termos de capacidade de descarga, baixo custo inicial e manutenção fácil, é essencial considerar suas desvantagens, como ciclo de vida limitado, sensibilidade à temperatura e preocupações ambientais. À medida que a tecnologia avança, podem surgir alternativas mais avançadas e sustentáveis, por enquanto continuam sendo uma opção competitiva e confiável para a integração de sistemas de energia renovável (RIBEIRO et al., 2001).

2.3.2 Bateria de íons de lítio

As baterias de íons de lítio são a tecnologia mais amplamente utilizada para aplicações de armazenamento de energia fotovoltaica (PV + BEES) devido às suas vantagens em termos de densidade de energia, profundidade de descarga e eficiência de carga e descarga. Em comparação com as baterias de chumbo-ácido, as baterias de íons de lítio são capazes de armazenar mais energia em um tamanho físico equivalente, sendo uma ótima opção para expansão de armazenamento sem necessidade de novas instalações, que no mínimo se sai um bom valor agregado, assim permitindo que alimentem mais dispositivos por períodos mais longos (AKINYELE & RAYUDU, 2014).

No entanto, é importante ressaltar que as baterias de íons de lítio ainda são mais caras do que as baterias de chumbo-ácido podendo elevar em até 40% o orçamento. Além disso, a dependência do cobalto na fabricação do cátodo das baterias de íons de lítio estão expondo as fontes limitadas desse mineral a uma demanda crescente, à medida que o uso dessas baterias para sistemas de armazenamento de energia continua a crescer se faz necessário um equilíbrio entre a demanda crescente por baterias de íons de lítio e a disponibilidade sustentável de recursos, incentivando o desenvolvimento de alternativas e a busca por soluções mais acessíveis e ambientalmente amigáveis para o armazenamento de energia (DEPARTMENT OF ENERGY, 2023).

2.3.3 Bateria de fluxo

De acordo com CHEN et al. (2009), as baterias de fluxo redox (RFBs), também

conhecidas como baterias de fluxo, baseiam-se em reações químicas entre eletrólitos, semelhantes às baterias convencionais, para realizar ciclos de carga e descarga. No entanto, ao contrário das convencionais que armazenam energia em eletrodos sólidos, as RFBs convertem a energia em potencial químico e armazenam em duas soluções separadas de eletrólito líquido em tanques externos. A capacidade da bateria é determinada pelo tamanho desses tanques (CHEN et al., 2009). As baterias de fluxo mais comumente utilizadas atualmente são as de vanádio redox, bromo-zinco e brometo de polissulfeto, sendo as baterias de fluxo redox de vanádio (VRFBs) as mais maduras e amplamente adotadas (KOUSKSOU et al., 2014).

As VRFBs oferecem tempos de resposta rápidos, alta eficiência e longa vida útil, proporcionando alta capacidade de armazenamento, o que as torna ideais para sistemas de armazenamento de energia atrás do medidor (PV + BESS) em ambientes industriais (Vazquez et al., 2010). Devido às suas vantagens significativas em relação às baterias químicas, as VRFBs são especialmente adequadas para aplicações em escala de rede, como serviços de regulação de tensão e frequência, melhoria da qualidade de energia na distribuição, deslocamento de carga e suavização da saída de energia em sistemas de energia renovável em grande escala (BINDNER et al., 2010).

No entanto, a complexidade estrutural das VRFBs, a necessidade de uma fonte de alimentação externa para acionar as bombas e os fluidos caros, que também são tóxicos e corrosivos, são fatores que limitam a adoção generalizada dessa tecnologia BTM (VAZQUEZ et al., 2010).

2.4 Aplicações de BESS

Em 2020, a capacidade instalada de energia renovável da China atingiu 934.000 MW, um aumento de 17,5% em relação ao ano anterior (MURTY & KUMAR, 2020). Na Austrália, em 2019, foi implementado um sistema de gerenciamento baseado em nuvem que permite a comunicação entre os BESSs, criando um sistema integrado que pode operar como uma usina de 5 MW. Esse projeto visa reduzir os custos de faturamento para os proprietários de sistemas de armazenamento de energia, ao mesmo tempo em que fornece serviços de regulação e reserva de capacidade para a microrrede local (BUDIN et al., 2021). Ainda, nos Estados Unidos,

em 2021, a empresa Vermont Green Mountain Power (GMP) instalou BESSs para fornecer serviços de backup de energia aos seus clientes (GREEN MOUNTAIN POWER, 2023). Portanto, BESS tem sido implementado como uma alternativa viável para minimizar a intermitência de fonte de energia, além de assegurar os níveis de energia aceitáveis.

2.5 Exemplo com aplicação de estudo

Esta subseção apresenta uma metodologia de estudo do caso sobre a coordenação de BESSs do lado BT da rede com a finalidade de ajustar a energia injetada e de reativos para um condomínio fechado com BESS de média potência trifásico para 47 domicílios, sendo destes, 27 possuindo PV + BESSs e utilizando modos de despacho de energia.

O problema em questão se dá na união entre geração feita pelos consumidores, economia de energia viável por parte destes e a dificuldade de estabelecer uma técnica a fim de manter o equilíbrio destas duas partes e a rede de distribuição, que está cada vez mais necessitada de pesquisas e aplicações viáveis sobre o problema em questão, se tendo poucos estudos sobre o assunto.

Neste exemplo, foi considerado um estudo de Cortes et al. (2022), visando o impacto causado na rede por um condomínio com grande injeção de PV citado acima, aplicando os métodos de *Peak-Shaving* e *Follow*, sendo corte de pico da potência e seguidor de parâmetros respectivamente.

A descrição das etapas se dá primeiramente analisando os BESSs de pequeno porte, configurando os momentos de carga e descarga que são equivalentemente adotados como um só a fim de simplificar o entendimento. Na segunda etapa, é analisado o BESS de médio porte com a função de ceder energia para o condomínio, lendo o fluxo de potência consumido da rede e injetado pelos PV + BESS, utilizando destes dados para ajustar a potência reativa a fim de manter a energia da rede o mínimo impactada possível.

Em conclusão, deste estudo se chegou à viabilidade econômica e energética sobre os pontos positivos desta aplicação a fim de ser difundida e adotada pelos condomínios/semelhantes consumidores chegando a uma economia de energia com até 28% e ajuste da qualidade de energia benéficas à rede e concessionária.

3 METODOLOGIA

Esta seção apresenta a metodologia proposta para conduzir um estudo de caso por meio de simulações, com ênfase na utilização de BESS para compensação de reativos em uma rede municipal. Esta rede é composta por cargas que representam a demanda dos diferentes bairros, além da integração de geração fotovoltaica (PV).

3.1 Formulação do problema

Atualmente, observa-se cada vez mais a integração de GD e um crescimento gradual na demanda por energia. Desta forma, assim, haveria um equilíbrio se não fosse pela intermitência das fontes de GD, o que obriga as distribuidoras de energia a lidar com variações na geração, causando impactos na rede. Isso cria um desafio na união entre geração, demanda e perfil de carga fornecido pelas grandes geradoras, evidenciando a dificuldade em estabelecer um método eficaz para manter o equilíbrio entre esses elementos. Este é um campo que carece de novas pesquisas e aplicações viáveis para abordar adequadamente o problema, sendo notável a escassez de estudos aprofundados sobre o tema.

3.2 Arquitetura proposta

A Figura 3 mostra o diagrama de blocos com as etapas da metodologia proposta. Sua sequência dá início na análise do fluxo de potência entre as unidades de GD junto com o BESS e a rede de distribuição da concessionária, especificado conforme a Equação 1.

$$FPD < FPA > FPR \quad (1)$$

Onde FPA representa o fluxo de potência aceitável no sistema, situando-se entre a geração, o consumo e o armazenamento. FPD refere-se ao fluxo direto proveniente da concessionária, enquanto FPR indica o fluxo de potência reverso excedente das unidades geradoras para a rede de distribuição. Este excedente não é armazenado pelo BESS; em vez disso, é injetado diretamente na distribuidora, gerando créditos que podem ser consumidos pelos vizinhos.

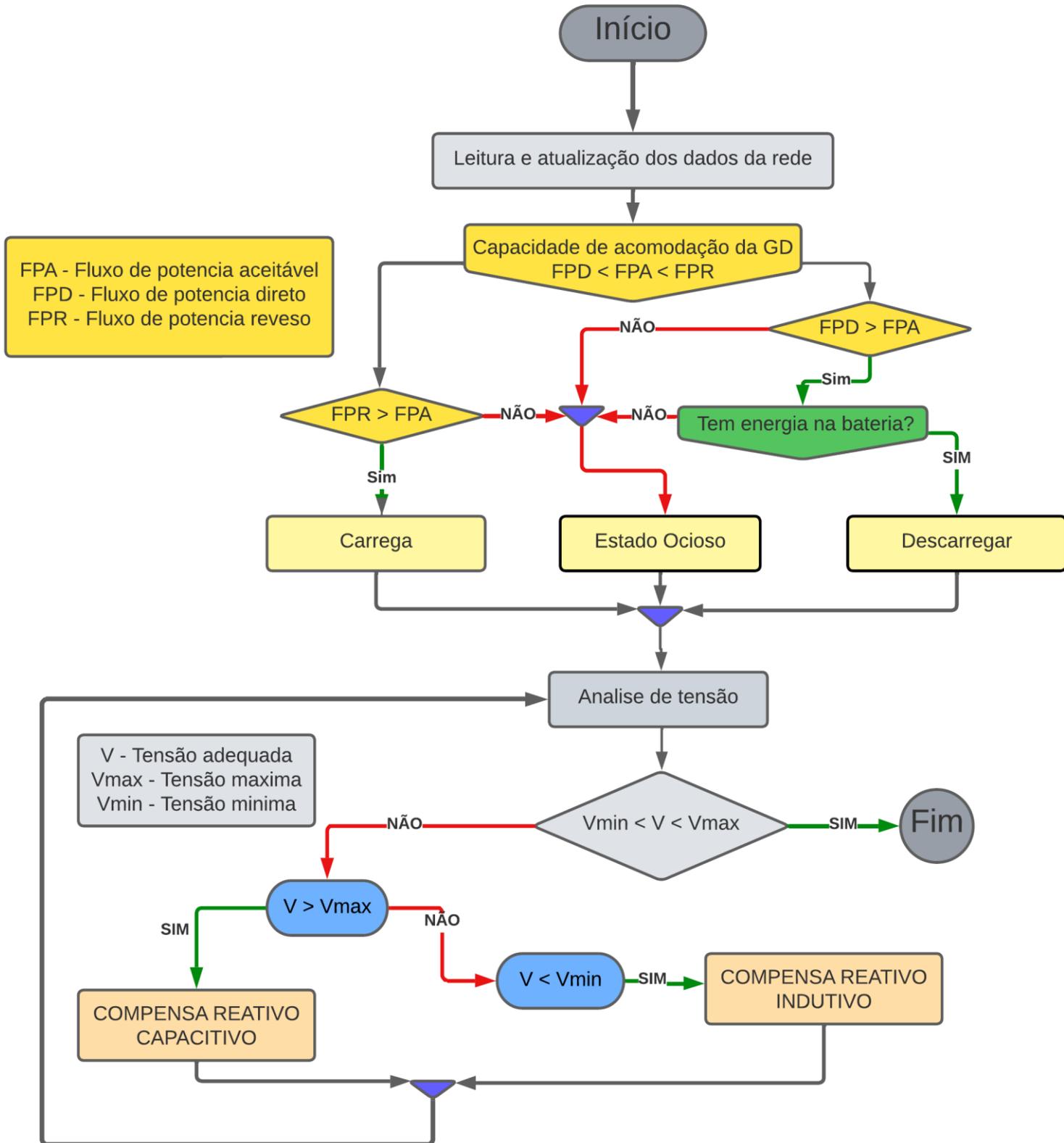
Na sequência se tem a etapa mais importante envolvendo o BESS que é o foco deste estudo, compensar através do inversor a energia existente na rede a fim de manter a qualidade de energia ajustando seus parâmetros, elevando ou diminuindo a tensão a fim de ficar dentro dos níveis aceitáveis, explicado abaixo na Equação 2.

$$V_{min} < V < V_{max} \quad (2)$$

Nesta etapa é analisada a tensão, tendo sua unidade dada em pu, variando entre 0,95 pu até 1,05 pu simbolizando a tensão adequada do sistema, em que V_{min} é 0,95 pu efetuando a compensação de reativo indutivo no sistema para elevar a tensão e V_{max} vale 1,05 pu tendo efeito na inserção de reativo capacitivo na rede, assim diminuindo a tensão.

Com o uso deste sistema a energia é analisada constantemente passando por todos os passos descritos acima, assim ajudando a garantir um bom nível de tensão para os consumidores e consequentemente a concessionária em si.

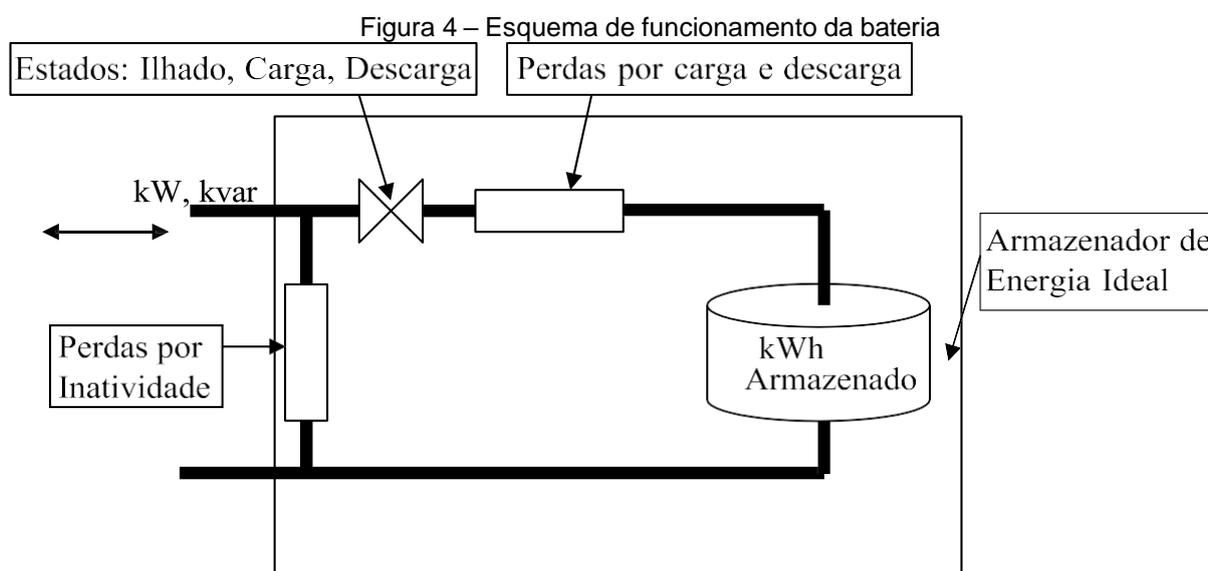
Figura 3 – Diagrama de blocos da metodologia proposta



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3 Estados de operação do BESS

Esta seção tem como objetivo demonstrar como ocorre o fluxo de energia e as perdas no elemento de armazenamento durante a operação nos três estados possíveis que são carga, descarga e inatividade conforme ilustração esquemático na Figura 4. É importante ressaltar que essa evolução ocorre independentemente do modo de despacho visto logo na próxima seção e será efetuada no software *OpenDSS* como na referência Rocha, (2018).



Fonte: Adaptado de (Machiavelli, 2018)

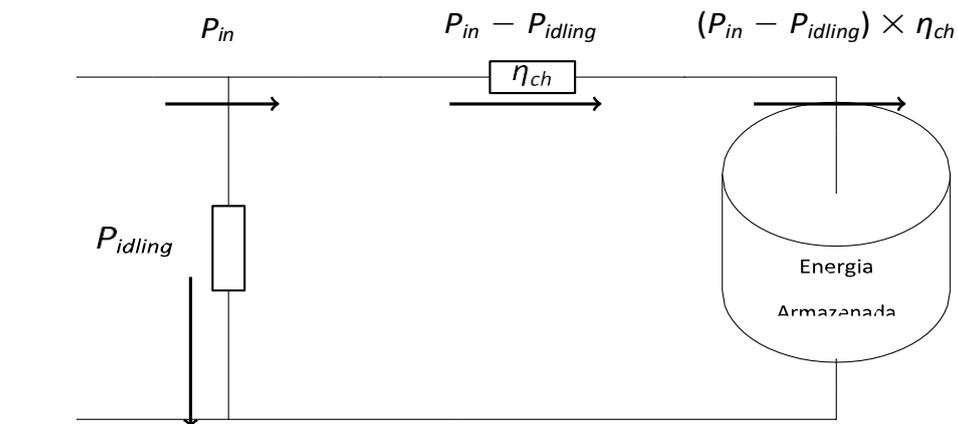
A fim de demonstrar os 3 modos de operação e perdas, se adota algumas nomenclaturas descritas abaixo.

- $P_{in}[t]$: potência injetada no armazenador em um dado instante t , quando o mesmo se encontra no estado de carga.
- $P_{out}[t]$: potência injetada na rede em um dado instante t , quando o armazenador se encontra no estado de descarga.
- $P_{idling}[t]$: perdas por inatividade em um dado instante t .
- η_{ch} : eficiência durante a carga.
- η_{dch} : eficiência durante a descarga.

3.4.1 Estado de carga

A bateria só pode entrar nesse estado se a quantidade de energia armazenada é menor que a nominal, criando uma diferença de potencial que faz com que a bateria haja como uma carga ao sistema até que a diferença de potencial seja equivalentemente nula à fonte de geração (GAMAGE, 2020), seu fluxo de potência é mostrado na Figura 5.

Figura 5 – Esquema de fluxo de carga



Fonte: (Rocha , 2018)

As perdas na bateria são dadas pela equação abaixo:

$$Perdascarga[t] = (Pin[t] - Pidling[t]) \times (1 - \eta_{ch}) [W] \quad (3)$$

Adicionando as perdas por inatividade em 1, obtém-se as perdas totais:

$$Perdastotais[t] = Pin[t] \times (1 - \eta_{ch}) + Pidling[t] \times \eta_{ch} [W] \quad (4)$$

potência que, de fato, carrega o armazenador de energia ideal é dada por:

$$PinEfetiva[t] = (Pin[t] - Pidling[t]) \times \eta_{ch} [W] \quad (5)$$

Portanto, a energia armazenada um passo de tempo após o instante t , isto é, $t + \Delta t$, é dada por:

$$E[t + \Delta t] = E[t] + PinEfetiva[t] \times \Delta t$$

$$E[t + \Delta t] = E[t] + (Pin[t] - Pidling[t]) \times \eta_{ch} \times \Delta t \quad [kWh] \quad (6)$$

3.4.2 Estado de descarga

Entra em operação somente se a quantidade de energia armazenada é maior que a capacidade máxima de descarga, assim cedendo energia a carga até chegar em determinado ponto variável de acordo com o material em que é feita, onde não é capaz de fornecer energia suficiente e entra em inatividade para posteriormente voltar a se recarregar (MASHKOV & PETKOV MASHKOV, 2022). Seu equacionamento se tem abaixo e fluxo de descarga é dado pela Figura 6.

$$Perdasdescarga[t] = (Pout[t] + Pidling[t]) \times \left(\frac{1}{\mu_{dch}} - 1 \right) \quad [W] \quad (7)$$

Adicionando as perdas por inatividade em 5, obtém-se as perdas totais

$$Perdastotais[t] = Pout[t] \times \left(\frac{1}{\mu_{dch}-1} \right) + \frac{1}{\mu_{dch}} \times Pidling[t] \quad [W] \quad (8)$$

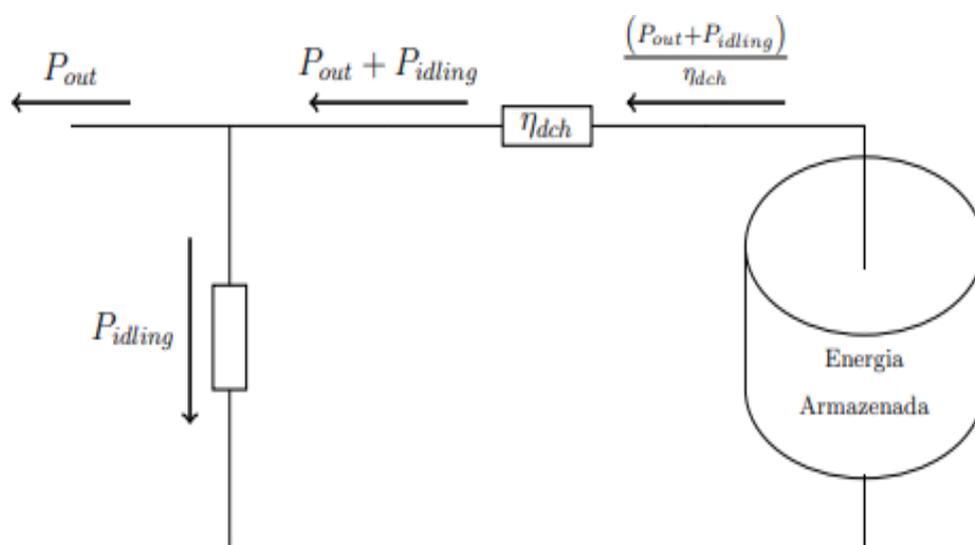
A potência que, de fato, descarrega o armazenador de energia ideal é dada por:

$$PoutEfetiva[t] = \frac{Pout[t] + Pidling[t]}{\eta_{dch}} \quad [W] \quad (9)$$

Portanto, a energia armazenada um passo de tempo após o instante t, isto é t + Δt, é dada por:

$$E[t + \Delta t] = E[t] - PoutEfetiva[t] \times \Delta t \quad E[t + \Delta t] = E[t] - (Pout[t] + Pidling[t]) \times \Delta t \quad (10)$$

Figura 6 – Esquema de fluxo de descarga



Fonte: (Rocha, 2018)

3.4.3 Estado de inatividade

Durante o período de inatividade, a rede supre as perdas por inatividade, o que significa que não ocorre alteração no nível de carga da bateria. Logo, o armazenador opera como uma carga tendo seu fluxo de potência bem semelhante ao de descarga. Por essa razão, embora o parâmetro kW do armazenador seja zero, os resultados de diferença de potencial mostram que há uma certa quantidade de potência sendo consumida pelo sistema, sinalizando que a bateria por mais que esteja inoperante tem sua própria resistência interna independente de qual tipo ela seja, com a bateria de íon de lítio tendo esta resistência interna a menor do mercado (ROCHA, 2018).

3.5 Modos de despacho

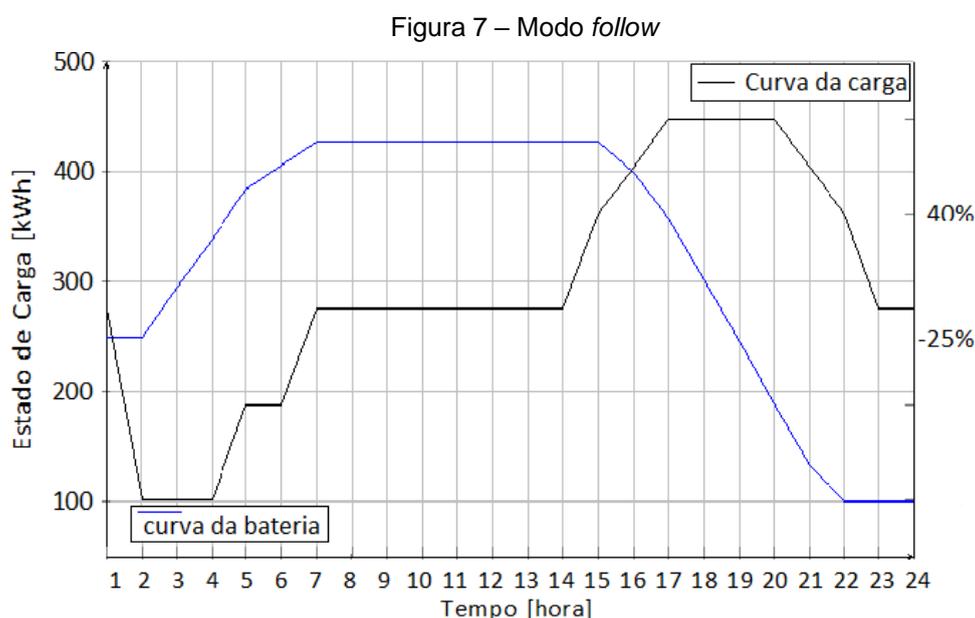
Nesta seção é mostrado os dois modos de despacho utilizados no metodologia que é o modo *Follow*, responsável pela primeira etapa visto no fluxograma, e o modo despacho de potência reativa referente à segunda etapa.

Para ficar claro os momentos que ativam a mudança de estágio ou gatilhos para efetuar alguma ação, é preciso entender o que são estes gatilhos. São dois que podem variar dependendo a situação onde se encontra: Um de carga e um de descarga. Em

modo geral, opera determinando o estado até que algum dos seguintes eventos descritos nas subseções abaixo aconteça.

3.5.1 Modo *follow*

Neste modo, como o próprio nome sugere, carregamento e o descarregamento do armazenador de energia obedecem a curva de carga até que esteja completamente carregado ou descarregado até sua capacidade máxima ou mínima, respectivamente. Mostrado na Figura 7, o gráfico da curva de carga e descarga, sendo que o elemento é descarregado quando a curva de carga apresenta valores positivos representados no fluxograma como FPD, e carregado quando a curva de carga apresenta valores negativos representado por FPR. As taxas de carga e descarga são determinadas pelo FPA limitando o gatilho de FPD em 40% e FPR em -25%. Portanto, para manter o elemento no estado de inatividade, deve ficar dentro dos parâmetros configurados para FPA.

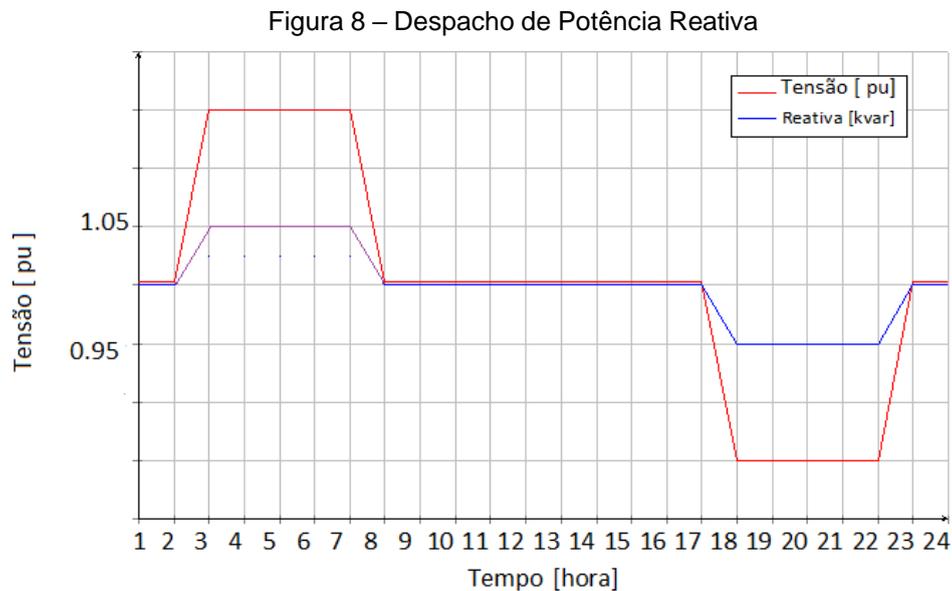


Fonte: Adaptado de (Rocha, 2018).

Da 1h até as 7h se tem o carregamento da bateria estando no gatilho FPR, das 7h até 15h se tem a inatividade do sistema por estar na faixa de FPA e das 15h até 22h se tem o gatilho de FPD, descarregando a energia no sistema.

3.5.2 Modo potência reativa

Neste caso, a potência reativa é ajustada para manter a tensão dentro dos parâmetros adequados ao sistema elétrico de potência que é entre 0,95 e 1,05 pu. Na ultrapassagem do gatilho mínimo (V_{min}) é necessário fornecer reativo indutivo até elevar a tensão aos níveis mínimos e analogamente, quando se extrapola o gatilho máximo (V_{max}) é compensado com reativo capacitivo, assim demonstrado para melhor entendimento na Figura 8 abaixo.



Fonte: Adaptado de (Rocha, 2018).

Da 1h até as 2h não tem compensação, das 2h até as 8h se tem compensação de reativo capacitivo para diminuir a tensão, das 8h até 17h não tem compensação da tensão, 18h até 23h se tem a compensação de reativo indutivo para elevar a tensão e das 23h em diante não possui compensação.

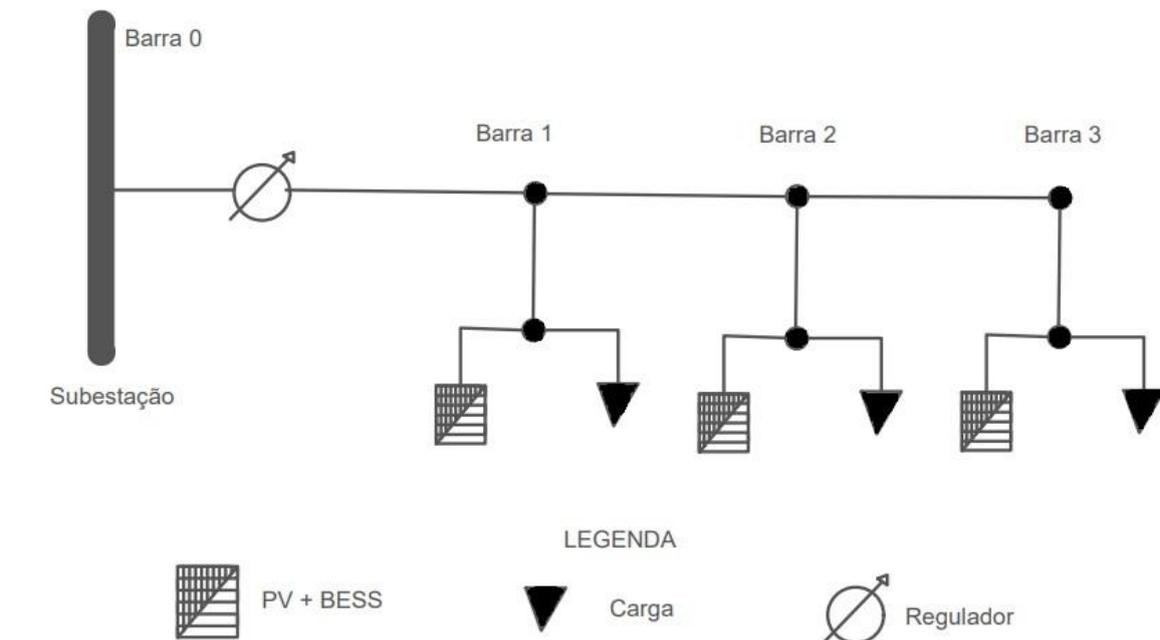
4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo é demonstrada a aplicação da metodologia descrita no Capítulo 3 em um sistema de distribuição. São analisadas as características a partir do software *OpenDSS*, com a finalidade de melhorar seus níveis de tensão em resposta ao sistema com diferentes cenários afim de chegar na melhor configuração dos equipamentos para estudos e aplicações futuras.

4.1 Exemplo numérico

Para as simulações foi adotado um sistema pequeno relativamente carregado com 1 alimentador para uma fácil visualização, 4 barras dividindo os ramos, 3 unidades geradoras PV e 3 BESS, conectados cada conjunto de BESS + PV no mesmo ponto como mostra a Figura 9, afim de limitar as perdas por queda de tensão através da distância e um regulador de tensão conectado direto com a subestação.

Figura 9 – Representação sistema 4 barras



Fonte: Autor

4.1.1 Descrição do teste

É analisado no software *OpenDSS* é simulada com o esquemático descrito na Figura 9. Primeiramente, o sistema sem PV e BESS em sobrecarga até ultrapassar o limite de 0,95 pu ou 1,05 pu nas 3 cargas do sistema, desta maneira criando o problema 1 para posteriormente no segundo teste ser adicionado as 3 geradoras PVs, analisando quais os impactos positivos e negativos que proveem. Por fim, no teste 3, por fim no teste 3 é incrementado BESS com o intuito de fornecer energia ao sistema e junto com o inversor ajustar a tensão, injetando energia capacitiva indutiva ou capacitiva reativa de acordo com o problema encontrado.

4.1.2 Características das linhas

O sistema é composto de um alimentador trifásico fornecendo energia unidirecional para 3 cargas em 13,8kV até chegar em seus respectivos destinos onde são rebaixadas para 380V. O comprimento total é de 24km, sendo dividido entre os trechos e agrupando o somatório de cargas em 3 barras como mostrado na Figura 10.

Figura 10 – Distância entre barras

Barra 0 > Barra 1	6 km
Barra 1 > Barra 2	8 km
Barra 2 > Barra 3	10 km

Fonte: Autor

4.1.3 Características do BESS e equipamentos

As características elétricas da simulação são detalhadas, na Tabela 1, como a potência das cargas e a geração PV. Na Tabela 2 São apresentadas a capacidade de armazenamento do BESS e sua ramificação para dois testes de reativo com fornecimento de potência ativa e potência reativa.

Na Tabela 1 é representado o conjunto de cargas associadas a cada barra do sistema tendo suas peculiaridades de potência ativa e reativa e além do somatório dos PVs contidos em cada ramo das barras que para melhor entendimento é simplificado como um valor agregado único.

Tabela 1 – Características das cargas e PV

Barra 1			
	kW	kVAr	kV
Carga	1400	600	13,8
PV	450	-	13,8
Barra 2			
	kW	kVAr	kV
Carga	950	500	13,8
PV	650	-	13,8
Barra 3			
	kW	kVAr	kV
Carga	300	80	13,8
PV	750	-	13,8

Fonte: Autor

Seus valores foram escolhidos de acordo com o fluxo de potência aceitável pela subestação que para o caso das cargas foi sendo creditado até extrapolar o valor mínimo de 0,95 pu e para os PVs foi sendo adicionado para tentar ajudar o perfil de tensão sem ocasionar fluxo reverso na subestação.

Tabela 2 – Características do BESS

Barra 1				
	kW	kVAr	kWh	kV
BESS	200		1000	13,8
BESS + Reativo	200	100	1500	13,8
BEEES para Reativo		200	1000	13,8
Barra 2				
	kW	kVAr	kWh	kV
BESS	250		1250	13,8
BESS + Reativo	250	200	2250	13,8
BEEES para Reativo		350	1750	13,8
Barra 3				
	kW	kVAr	kWh	kV
BESS	300		1500	13,8
BESS + Reativo	300	230	2650	13,8
BEEES para Reativo		300	1500	13,8

Fonte: Autor

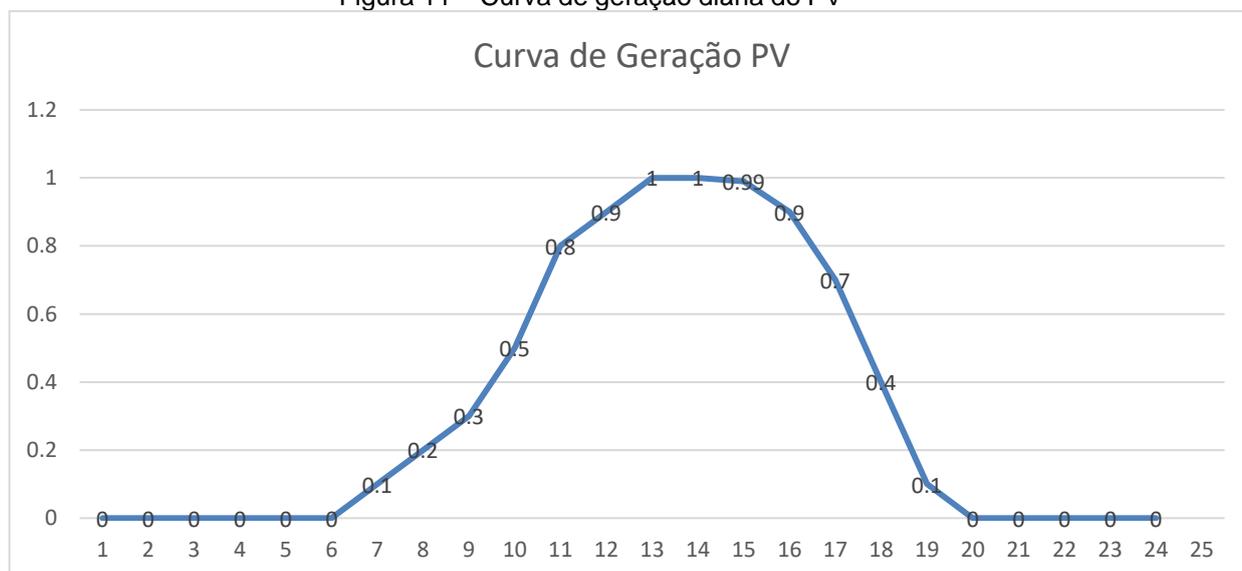
Na Tabela 2 é representado os valores de potência ativa e reativa utilizados nos testes para análise dos efeitos causados pela participação de BESS com autonomia de 5 horas , fornecendo energia nos horários de pico.

4.1.4 Detalhamento dos resultados e atuações do controle

O controle do sistema deve ser capaz de monitorar continuamente a produção de energia solar, a demanda da carga e o estado de carga das baterias. Com base nesses dados, o controle deve decidir quando carregar ou descarregar as baterias para otimizar a compensação de reativos e minimizar os desvios de tensão.

Por fim, é esperado encontrar uma maneira correta e segura de utilização do sistema que é abordado em 5 simulações divididas em 4 análises detalhadas seguindo uma curva de geração PV equiparando a vida real como a Figura 11 e a Figura 12 exemplificando o funcionamento de carga e despacho do BESS.

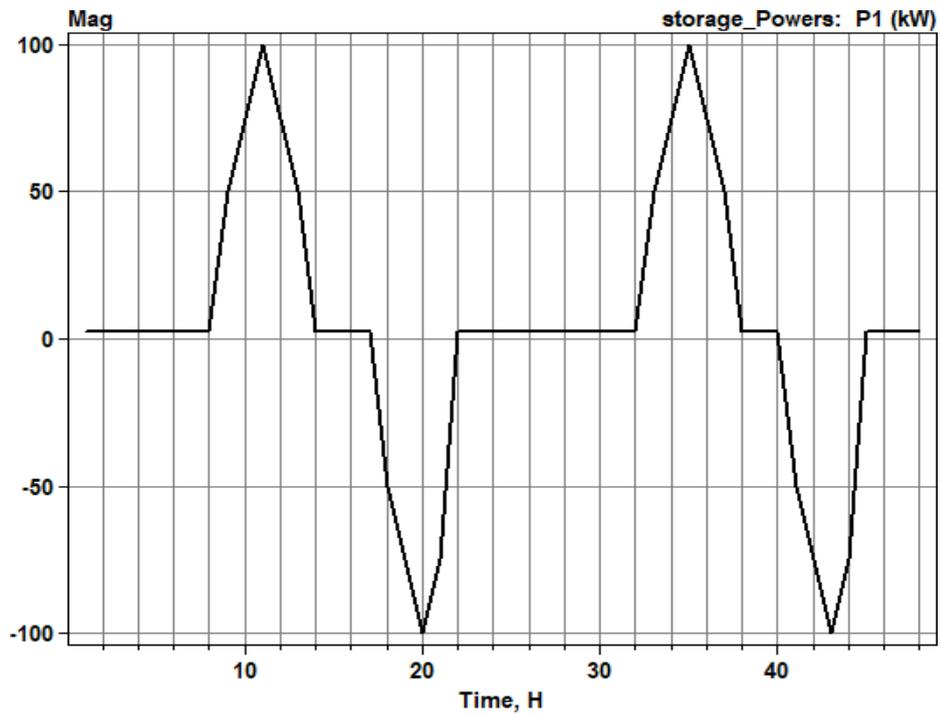
Figura 11 – Curva de geração diária do PV



Fonte: Autor

Curva dos sistemas PVs em dias de sol normais tem seu início gradativo às 7 horas e seu pico as 12 horas para suavemente diminuir até chegar a 0 na hora 19.

Figura 12– Gráfico de carga e descarga do BESS



Fonte: Autor

A Figura 12 representa o fluxo de potência do BESS para 48 horas tendo seu início e nível de segurança em 20% e carregamento do primeiro dia nas horas (9 – 14), repetindo nos dias subsequentes para suas descargas programadas iniciando às 18h e fornecendo seu máximo às 20 horas para repetir seu ciclo de inatividade até o próximo horário de carga.

A curva de despacho de potência reativa utilizada nos testes 4 e 5 representado pela figura 13

Figura 13 – Despacho de reativo por BESS



Fonte: Autor

Nas simulações 4 e 5 é utilizado despacho de potência reativa seguindo uma curva de despacho representada na Figura 13 que será mostrado sua utilização nos testes a seguir.

4.2 Testes de controle

As simulações têm como base a análise do comportamento da tensão com base nas cargas e fontes geradoras conectadas a ele, respeitando o limite de potência para não haver potência reversa para a concessionária. No primeiro caso, a rede de distribuição é conectada apenas com a carga tendo o objetivo de determinar até que ponto a tensão cai para não ultrapassar o limite aceitável estabelecido de 0.93 pu. Nos casos 2 e 3, são adicionados sistemas fotovoltaicos (PV) e bancos de bateria (BEES) para analisar seu efeito na rede, para os casos 4 e 5 são adicionados o modo compensador de reativos proveniente do inversor que controla o BESS tendo como expectativa elevar a tensão para níveis aceitáveis.

Os testes consistem em simulações de 24 horas para os dois primeiros casos e de 48 horas para os subsequentes, onde é necessário um período maior para que o carregamento e descarregamento ocorram corretamente.

A sequência para cada uma das simulações é primeiramente analisar as 3 fases em relação ao perfil de potência na linha principal com o intuito de assegurar

que não haja potência reversa, para posteriormente ser analisado as tensões trifásicas em pu das cargas e suas formas de onda.

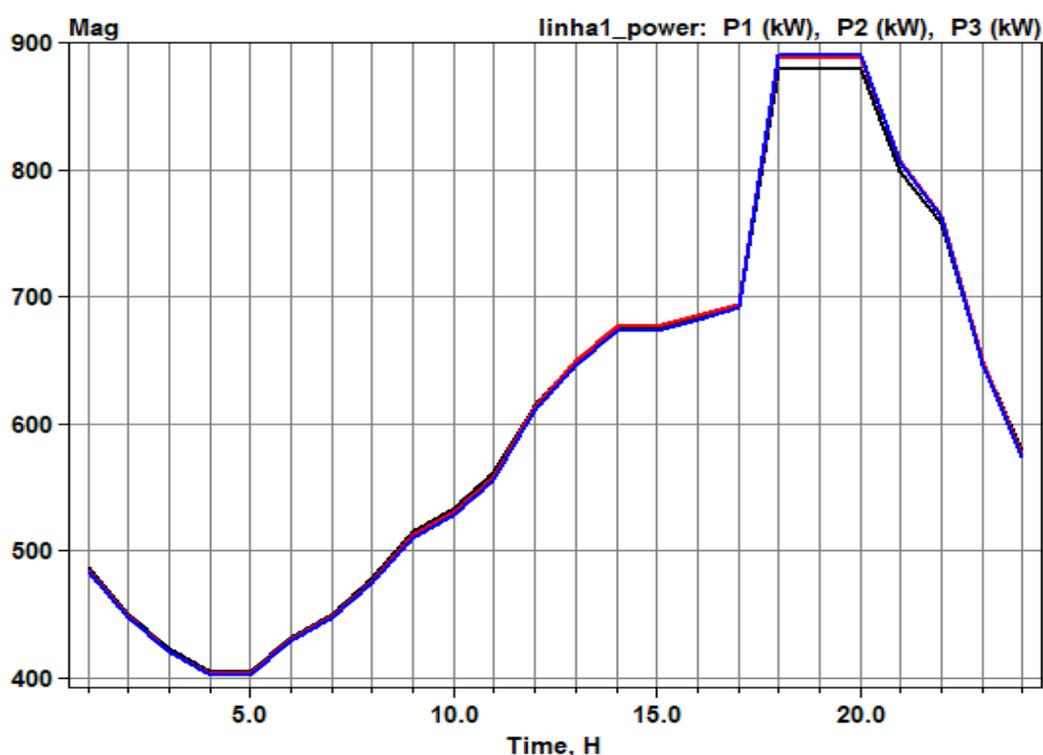
4.2.1 Teste sem BESS e PV

Este é o teste de comportamento das cargas somente, conectadas à linha de transmissão para ser analisado seus gráficos resultantes.

4.2.1.1 Simulação da potência ativa na subestação

O valor da potência ativa total é de 1,72825 MW e como as três potências da subestação se mostram relativamente balanceadas. Conforme pode ser observado na Figura 14.

Figura 14 – Gráfico de potência ativa na subestação



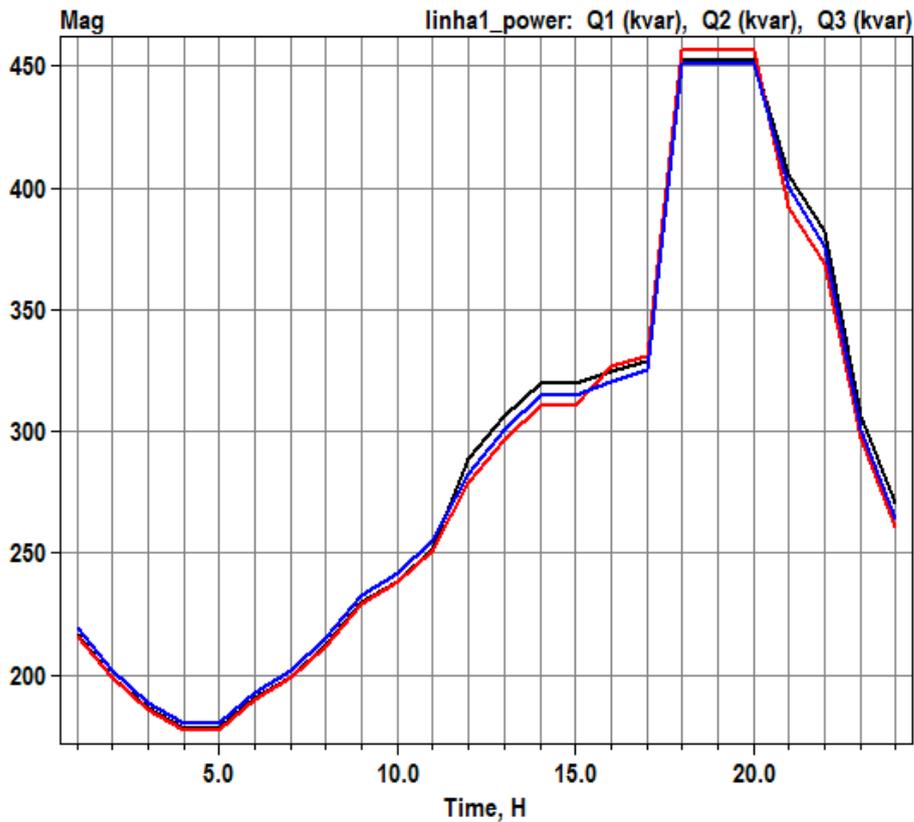
Fonte: Autor

A diminuição das três potências ativas (P1, P2 e P3) entre (1 - 5) horas de 470 kW para 405 kW, após se tem crescimento moderado a partir das (5 - 17) horas tendo uma adição de 265 kW, no horário de (17 - 18) horas tem um aumento repentino de 220 kW, das (18 - 20), posteriormente das (20 - 24) horas decaimento para assim refazer o ciclo no dia seguinte.

4.2.1.2 Simulação da potência reativa na subestação

Na Figura 15 é representada a curva da potência reativa na subestação com p total de 0,795672 MVA_r e as 3 fases sobrepostas uma sobre a outra caracterizando o balanceamento das cargas neste teste.

Figura 15 - Gráfico de potência reativa na subestação



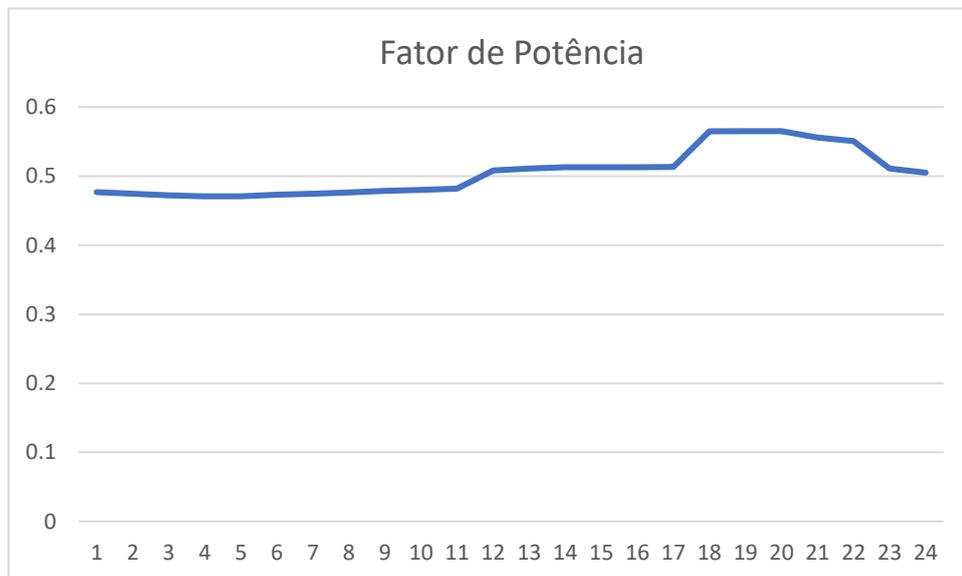
Fonte: Autor

Em comparação com a potência ativa na subestação se tem obtém a mesma curva de carga seguindo os pontos de diminuição e pico de carga com a diferença de por se tratar de carga reativa, se obtém uma potência menor fornecida pela subestação.

4.2.1.3 Fator de potência da subestação

Para a obtenção da curva de Fator de Potência (FP) é utilizado os dados da potência ativa e reativa da subestação e representado na Figura 16 abaixo.

Figura 16 - Gráfico de fator de potência na subestação



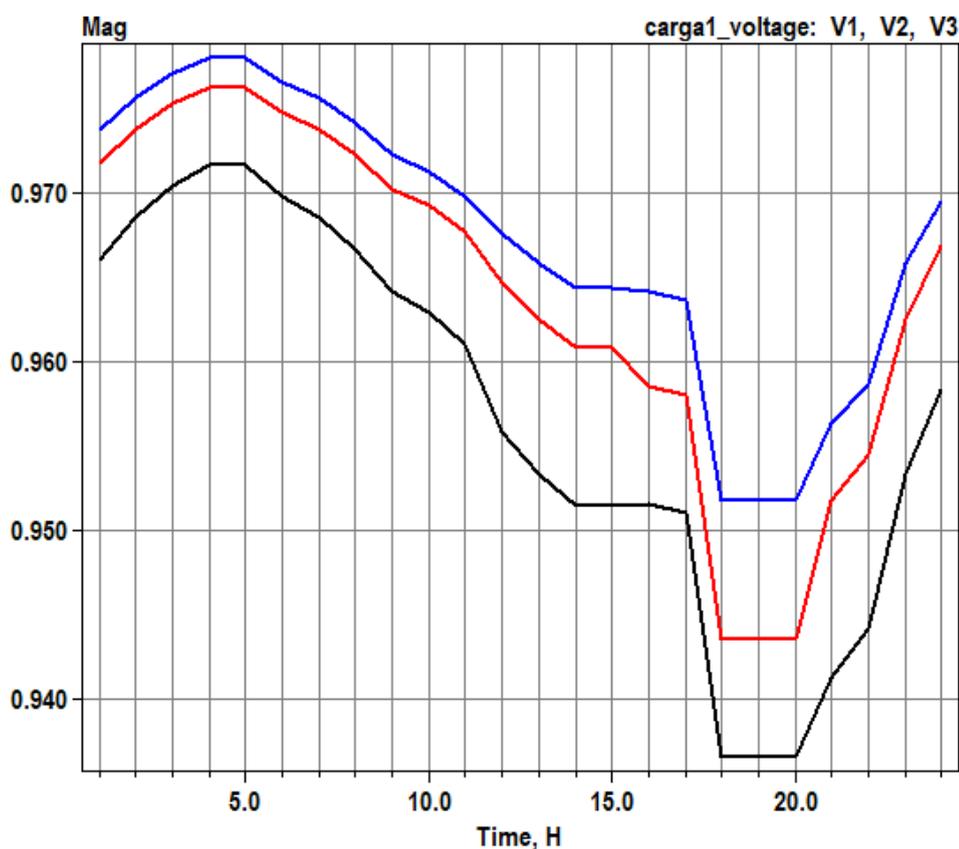
Fonte: Autor

Com a simulação de um dia inteiro é demonstrado uma constancia em aproximadamente FP 0,47 durante o dia para no final da tarde ter um aumento para FP 0,57, assim melhorando suavemente o FP para depois voltar a 0,47 no final da noite

4.2.1.4 Tensões na carga 1

Conectado à barra “B” se tem uma carga simbolizando um bairro mais industrial com carga total de 1400 kW e 600 kVAr com sua forma de onda das 3 tensões trifásicas em pu, representadas na Figura 17.

Figura 17 – Gráfico das tensões em pu na carga 1



Fonte: Autor

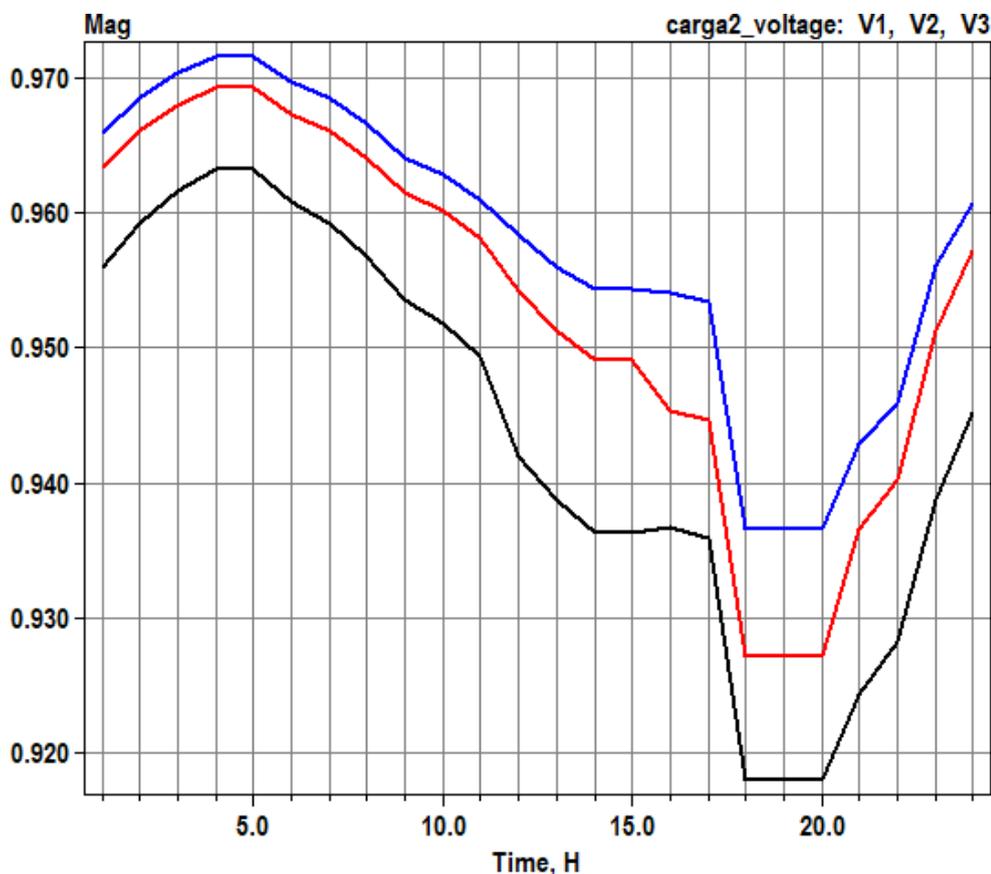
As três tensões apresentam curvas de onda semelhantes entre si com V3 iniciando em 0,966 pu, V2 em 0,973 pu e V1 com 0,9717 pu.

Na análise do gráfico se tem (V1, V2 e V3) entre (1 - 4) horas um aumento de 0,005pu para depois se estabilizarem até as 5 horas, entre as (5 – 17) horas acontece uma queda gradativa das 3 tensões de 0,02 pu e das (17 – 18) uma novo queda abrupta de 0,015 pu para se manter neutro das (18 - 20) horas e depois um crescimento gradativo a partir das (20 - 23) horas, totalizando uma queda de aproximadamente 0,035 pu, durante o dia.

4.2.1.5 Tensões na carga 2

Conectado a barra “C” se tem uma carga semelhante ao representado pela barra “B” com carga total de 950 kW e 500 kVAr com sua forma de onda das 3 tensões trifásicas em pu, representadas na Figura 18.

Figura 18 – Gráfico das tensões em pu na carga 2



Fonte: Autor

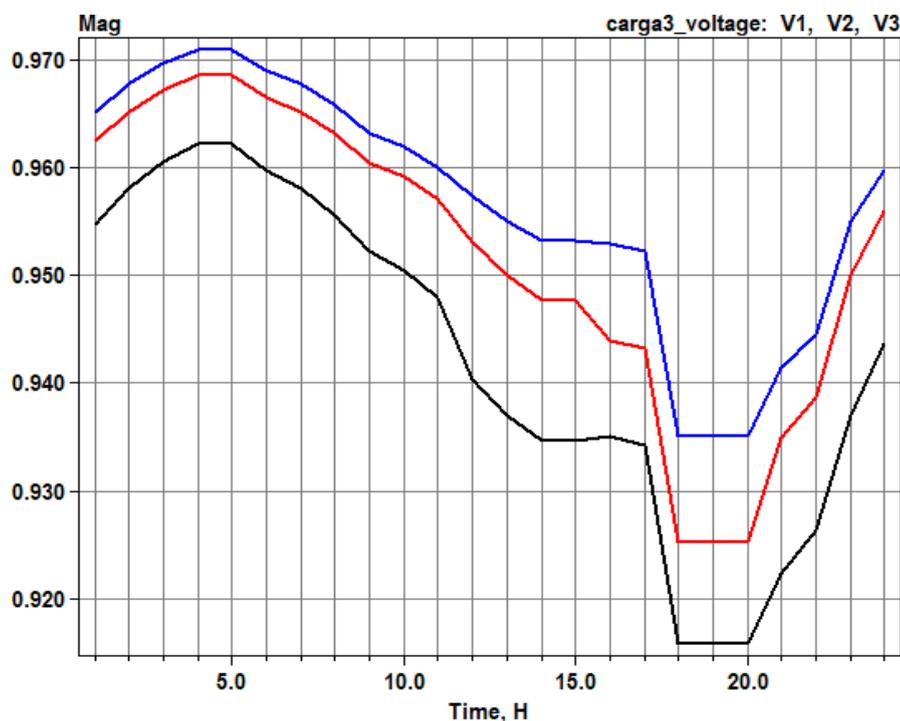
Na Figura 16 mostra as três tensões com curvas de onda semelhantes entre si com V3 iniciando em 0,956 pu, V2 em 0,965 pu e V1 com 0,9635 pu.

Na análise do gráfico semelhante a carga 1, se tem (V1, V2 e V3) entre (1 - 4) horas um aumento de 0,007 pu se estabilizando até as 5 horas, entre (5 - 17) horas acontece queda gradativa das 3 tensões de 0,03 pu tendo V1 e V3 passando do parâmetro mínimo de 0,93 pu para redes de distribuição e das (17 - 18) uma nova queda abrupta de 0,02 pu, chegando com V3 atingindo 0,9175 pu depois se mantendo neutro das (18 - 20) horas e depois um crescimento gradativo a partir das (20 - 23) horas, totalizando uma queda de aproximadamente 0,05 pu, durante o dia.

4.2.1.6 Tensões na carga 3

Conectado à barra “D” se tem uma carga simbolizando um bairro residencial com carga total de 300 kW e 80 kVAr com sua forma de onda das 3 tensões trifásicas em pu, representadas na Figura 19.

Figura 19 – Gráfico das tensões em pu na carga 3



Fonte: Autor

Na Figura 17 mostra as três tensões com curvas de onda semelhantes entre si com V3 iniciando em 0,954 pu, V2 em 0,965 pu e V1 com 0,9625 pu.

Na análise do gráfico, se tem (V1, V2 e V3) entre (1 - 4) horas um aumento de 0,007 pu se estabilizando até as 5 horas, entre (5 - 17) horas acontece queda gradativa das 3 tensões de 0,0275 pu e das (17 - 18) uma novo queda abrupta de 0,02 pu tendo V1 e V3 passando do parâmetro mínimo de 0.93 pu para redes de distribuição, chegando com V3 atingindo 0,9145 pu depois se mantendo neutro das (18 - 20) horas e depois um crescimento gradativo a partir das (20 - 23) horas, totalizando uma queda de aproximadamente 0.05 pu, durante o dia.

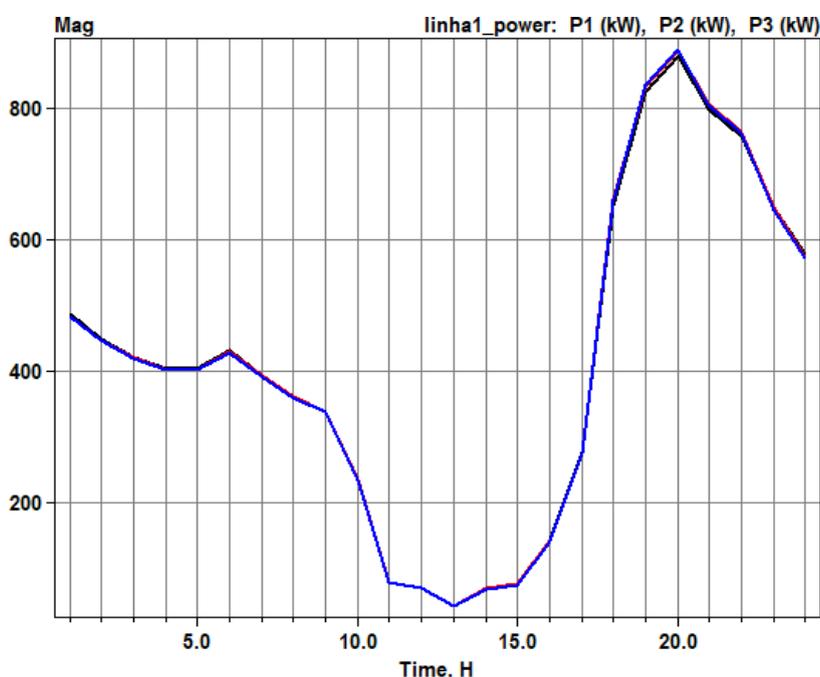
4.2.2 Teste com PV

Conectado à linha de transmissão junto à carga, se tem o arranjo de PV com somatório total de 1850 kW, sendo analisado seus efeitos na carga e na subestação nas subseções abaixo.

4.2.2.1 Simulação das potências na subestação

Nesta seção por se tratar de acréscimo de PV, tem as mesmas características de potência que o caso base, retirando o valor da potência ativa total de 1,72825 MW e potência reativa total 0,795672 Mvar. A Figura 20 abaixo representa as três potências da subestação sobrepostas uma sobre a outra, ficando a P2 sobreposta sobre as outras, representado pela forma de onda a baixo, provando o efeito “*duck curve*” mais popularmente chamado como curva do pato.

Figura 20 – Gráfico de potência na subestação



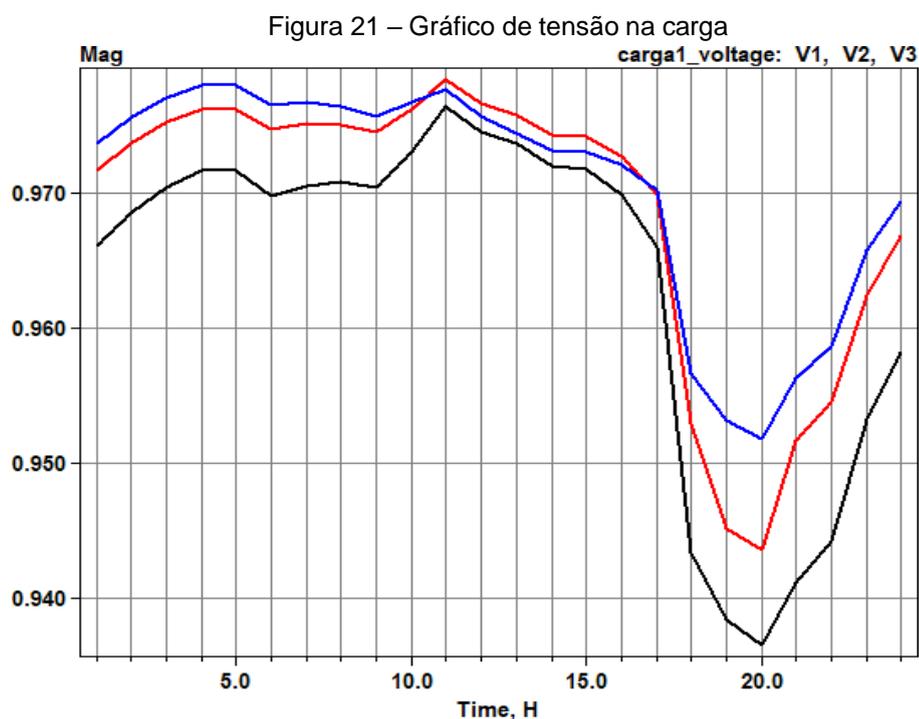
Fonte: Autor

Na Figura 18 observa-se a diminuição das três potências ativas (P1, P2 e P3) entre (1 - 5) horas de 470 kW para 405 kW, se manteve neutro das (4 - 5) horas e depois um crescimento das (5 - 6) horas tendo uma adição de 33 kW fechando as 6h com 438 kW fornecido pela subestação e semelhante ao caso 1 tendo a diferença iniciado com a ativação dos PVs se tornando parte do fornecimento de energia e diminuindo a necessidade da subestação. Entre (6 - 13) horas tem uma queda brusca chegando ao ápice às 13h com apenas 43 kW sendo fornecido pela subestação, aproximando-se ao fluxo reverso, e das (13 - 16) horas se tem um crescimento gradativo de mais 98 kW, no horário de (16 - 20) horas tem-se um aumento repentino

de 750 KW em 4 horas, caracterizando um problema grave para a subestação em que muitas vezes não tem suficientemente essa energia disponíveis nas hidrelétricas ou capacidade de curva de carga para este aumento. Das (20 - 24) horas tem um decaimento paralelo de 890 kW para 575 kW igual ao caso 1.

4.2.2.2 Tensões na carga 1

Conectado à barra “B” se tem um somatório de PV totalizando 450 kW com a forma de onda das 3 tensões trifásicas em pu, representadas na Figura 21.



Fonte: Autor

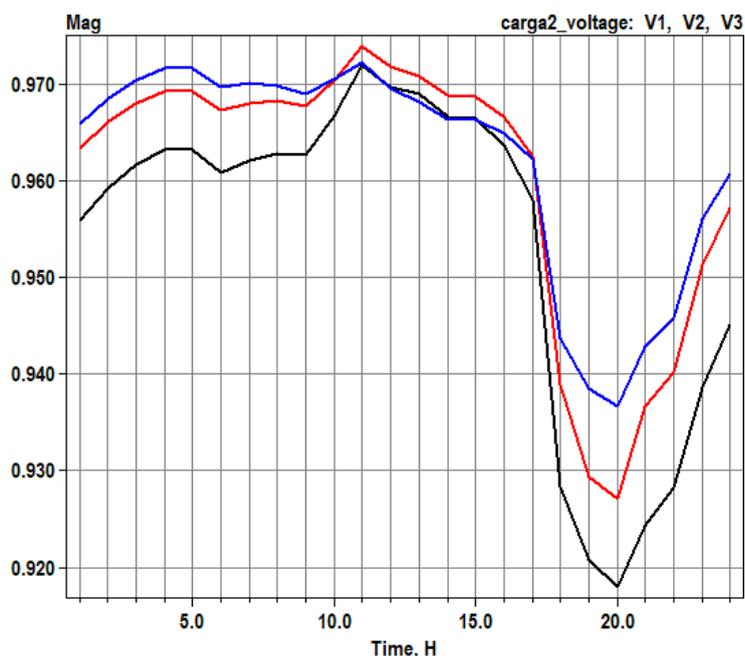
Na análise do gráfico se tem (V1, V2 e V3) entre (1 - 4) horas um aumento de 0.005pu para depois se estabilizarem até as 5 horas, igualmente ao caso 1, com a ativação do PV as 6 horas tem uma oscilação neutra das (6 - 9), entre as (9 - 11) horas tem o aumento da tensão nos horários de pico de geração das 3 tensões de 0,03 pu e das (11 - 17) decaimento gradativo até 0,9660 pu, com o final da geração PV de (17 - 20) horas. A subestação é forçada a fornecer a energia que o PV estava fornecendo, tendo um decaimento semelhante, porém mais significativo em V3 chegando a 0,9365 pu com uma diminuição de 0,03 pu, entre (20 - 23) horas sobre a tensão até fechar o dia com 0,9583 pu, totalizando uma queda de pico a pico

aproximadamente 0,06 pu durante o dia.

4.2.2.3 Tensões na carga 2

Conectado a barra “C” se tem um somatório de PV totalizando 650 kW com a forma de onda das 3 tensões trifásicas em pu, representadas na Figura 22.

Figura 22 – Gráfico de tensão na carga 2



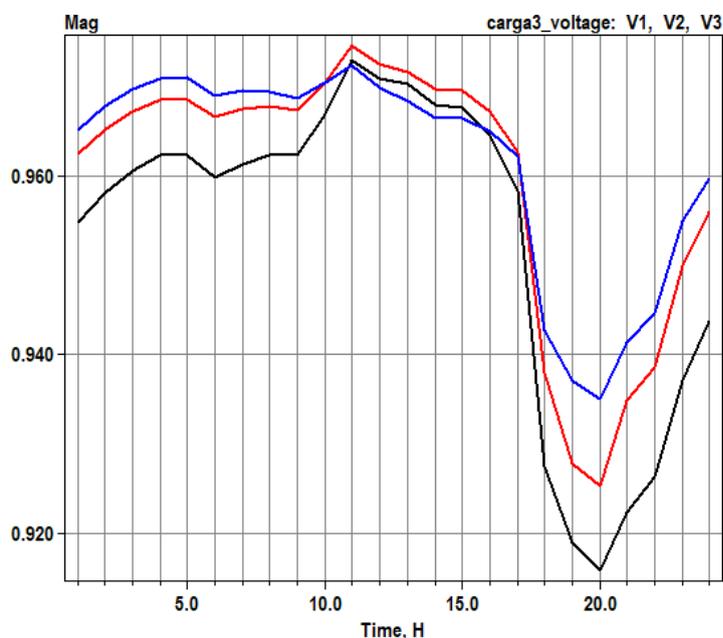
Fonte: Autor

Na análise do gráfico se tem (V1, V2 e V3) entre (1 - 4) horas um aumento de 0,005pu para depois se estabilizarem até às 5 horas, igualmente ao caso 1, com a ativação do PV às 6 horas tem uma oscilação neutra das (6 - 9), entre às (9 - 11) horas tem o aumento da tensão nos horários de pico de geração das 3 tensões de 0,03 pu e das (11 - 17) decaimento gradativo até 0,9660 pu, com o final da geração PV de (17 - 20) horas a subestação é forçada a fornecer a energia que o PV estava fornecendo, tendo um decaimento semelhante, porém mais significativo em V3 chegando a 0,9180 pu ultrapassando o limine mínimo de qualidade de energia para redes de distribuição com 0,93 pu podendo causar a queima de equipamentos levando a uma diminuição de 0,05 pu, entre (20 - 23) horas sobre a tensão até fechar o dia com 0,9452 pu, totalizando uma queda de pico a pico aproximadamente 0,06 pu durante o dia.

4.2.2.4 Tensões na carga 3

Conectado a barra “D” se tem um somatório de PV totalizando 750 kW com a forma de onda das 3 tensões trifásicas em pu, representadas na Figura 23.

Figura 23– Gráfico de tensão na carga 3



Fonte: Autor

Na análise do gráfico se tem (V1, V2 e V3) entre (1 - 4) horas um aumento de 0.005pu para depois se estabilizarem até as 5 horas, igualmente ao caso 1, com a ativação do PV às 6 horas tem uma oscilação neutra das (6 - 9), entre às (9 – 11) horas tem o aumento da tensão nos horários de pico de geração das 3 tensões de 0.03 pu e das (11 – 17) decaimento gradativo até 0.9660 pu, com o final da geração PV de (17 – 20) horas a subestação é forçada a fornecer a energia que o PV estava fornecendo, tendo um decaimento semelhante, porém mais significativo em V3 chegando a 0.9150 pu ultrapassando o limine mínimo.

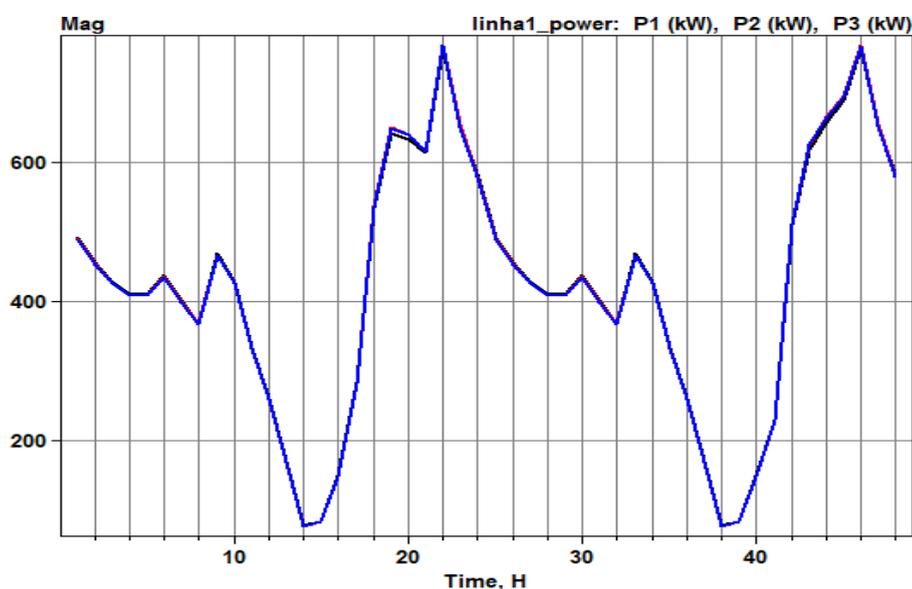
4.2.3 Teste com BESS fornecendo potência ativa

Conectado junto à carga e o PV se tem o sistema de BESS limitado a fornecer somente potência ativa para as cargas e o sistema, sendo utilizado de base para as seções subsequentes que será analisado com o fornecimento de energia reativa junto com ativa e também somente o uso de BESS como fonte de compensação de reativo, sendo analisado seus efeitos na carga e na subestação.

4.2.3.1 Simulação das potências na subestação

Nesta seção é analisado o acréscimo de BESS como fonte de potência ativa anexado no mesmo ponto que o PV com a finalidade de retirar conclusões sobre seus efeitos no sistema de distribuição, assim como nos casos anteriores a potência ativa e reativa segue respectivamente 1,7457 MW de potência ativa total e 0,7972 MVar potência reativa total, a Figura 24 representa as três potências da subestação sobreposta uma sobre a outra, ficando a P2 sobreposta sobre as demais, representado pela forma de onda abaixo.

Figura 24– Gráfico de tensão na carga 2



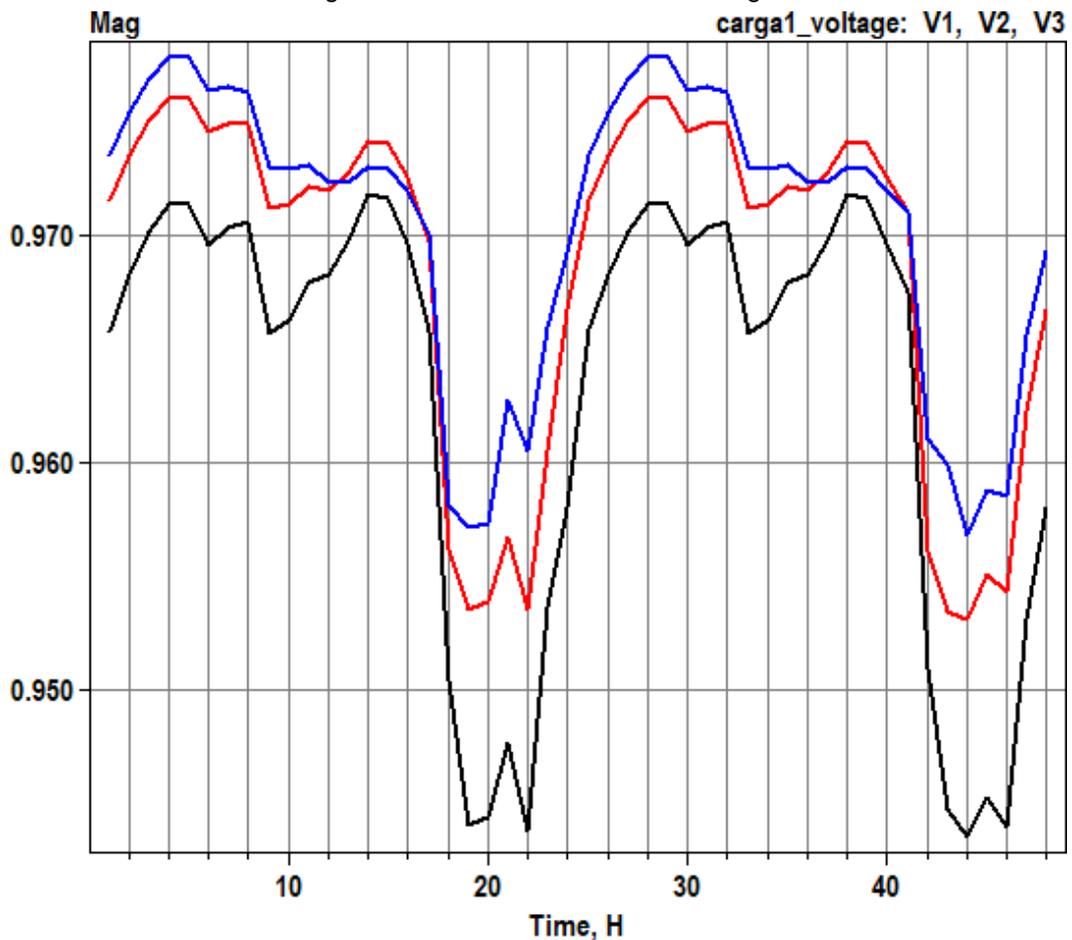
Fonte: Autor

A Figura 24 demonstra o fluxo de potência na subestação em 48h, tem-se 3 BESS com potência de 850 kW no total, tendo seu carregamento das (9 – 14) horas com a energia fornecida pelo PV e assim economizando energia e sendo liberado no horário de ponta que é demonstrado no gráfico como (18 – 22) horas, ajudando a subestação com a diminuição da rampa de fornecimento de energia diminuindo-a em 200kW aproximadamente no horário crítico que é às 20h.

4.2.3.2 Tensões na carga 1

Conectado à barra “B” se tem um BESS com 200 kW com a forma de onda das 3 tensões trifásicas em pu, representadas na Figura 25.

Figura 25 – Gráfico de tensões na carga 1



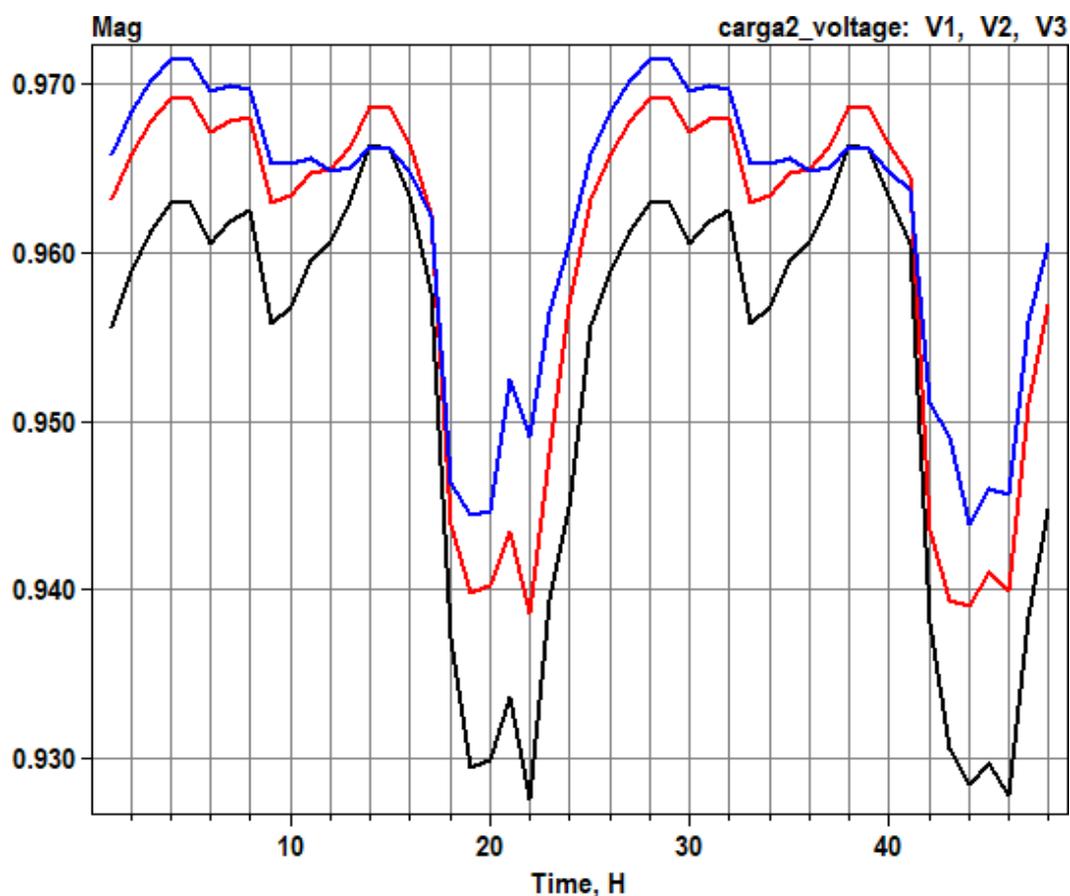
Fonte: Autor

Na análise do gráfico a tensão V3 tem uma maior notoriedade e será utilizada para demonstrar, em comparativo com PV onde se tinha no horário de pico uma queda na tensão para 0.9365 pu, agora com o fornecimento de energia ativa proveniente do BESS se chega a 0.9440 pu.

4.2.3.3 Tensões na carga 2

Conectado a barra “C” se tem um BESS com 250 kW com a forma de onda das 3 tensões trifásicas em pu, representadas na Figura 26.

Figura 26– Gráfico de tensões na carga 2



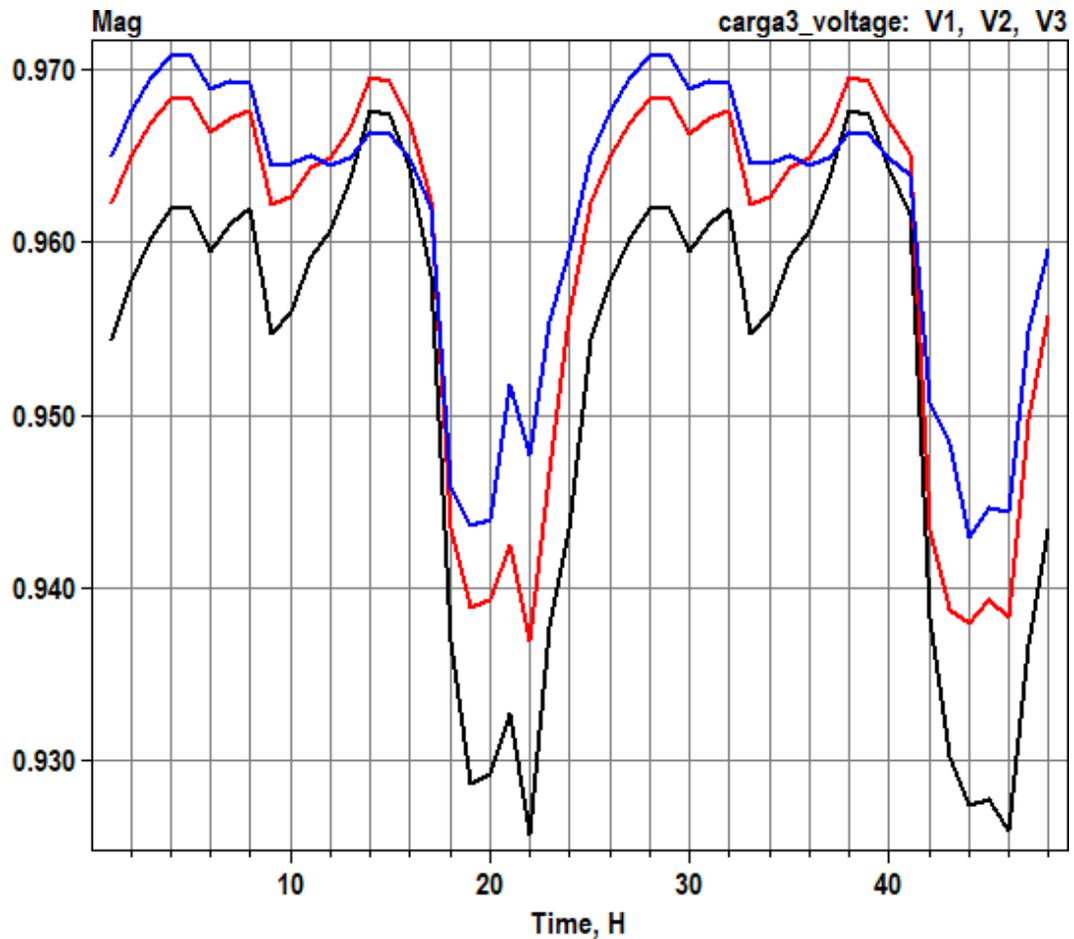
Fonte: Autor

A Figura 26 mostra as três tensões com curvas de onda semelhantes entre si com V3 iniciando em 0,956 pu, V2 em 0,9660 pu e V1 com 0,9635 pu, agora com o fornecimento de potência ativa proveniente do BESS ajuda a chegar em 0,9275 pu, ainda não é o mínimo ideal para as redes de distribuição e longe de ser apropriado para as cargas em geral de 0,95 pu.

4.2.3.4 Tensões na carga 3

Conectado à barra “D” se tem um BESS com 300 kW com a forma de onda das 3 tensões trifásicas em pu, representadas na Figura 27.

Figura 27 – Gráfico de tensões na carga 3



Fonte: Autor

A Figura 27 mostra as três tensões com curvas de onda semelhantes entre si com V3 iniciando em 0,954 pu, V2 em 0,965 pu e V1 com 0,9625 pu, agora com o fornecimento de energia ativa proveniente do BESS se chega a 0,9257 pu, ainda não é o mínimo ideal.

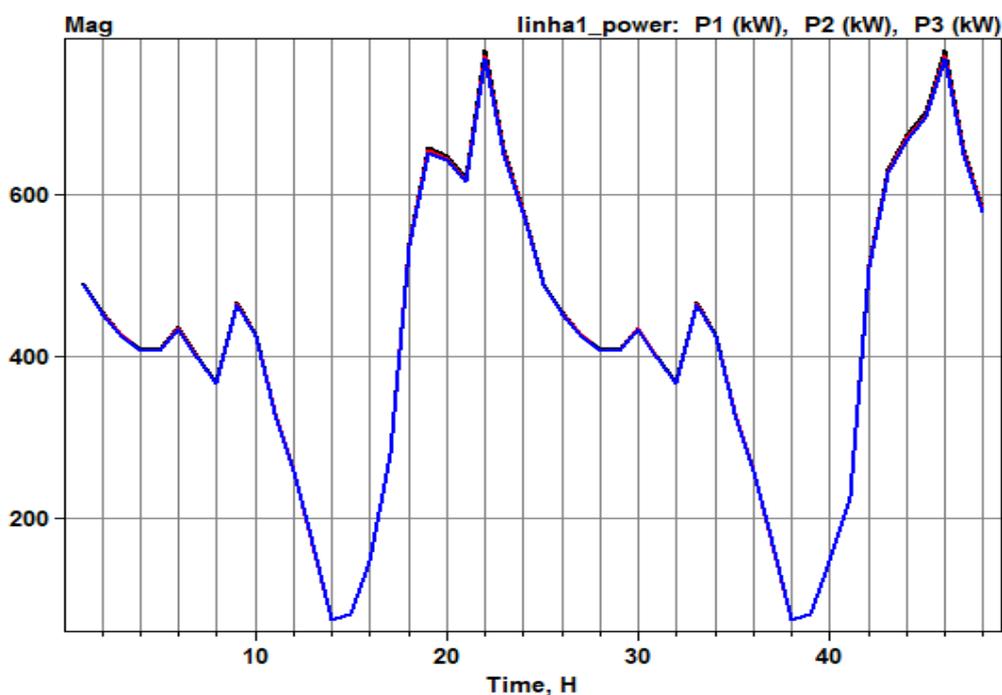
4.2.4 Teste com BESS fornecendo potência ativa e compensador reativo

Nesta seção é analisado o fornecimento de potência ativa semelhante ao caso anterior e com o acréscimo da utilização do inversor no modo compensador de reativo para ajudar na melhora da tensão no horário de pico onde está tendo uma precariedade mais agravada das demais.

4.3.1 Simulação das potências na subestação

O acréscimo de BESS como fonte de potência ativa e compensador reativo anexado no mesmo ponto que o PV é demonstrado na Figura 28. A Figura 28 representa as três potências da subestação sobreposta uma sobre a outra, ficando a P2 sobreposta sobre as demais, representado pela forma de onda abaixo.

Figura 28 – Gráfico de potência na subestação



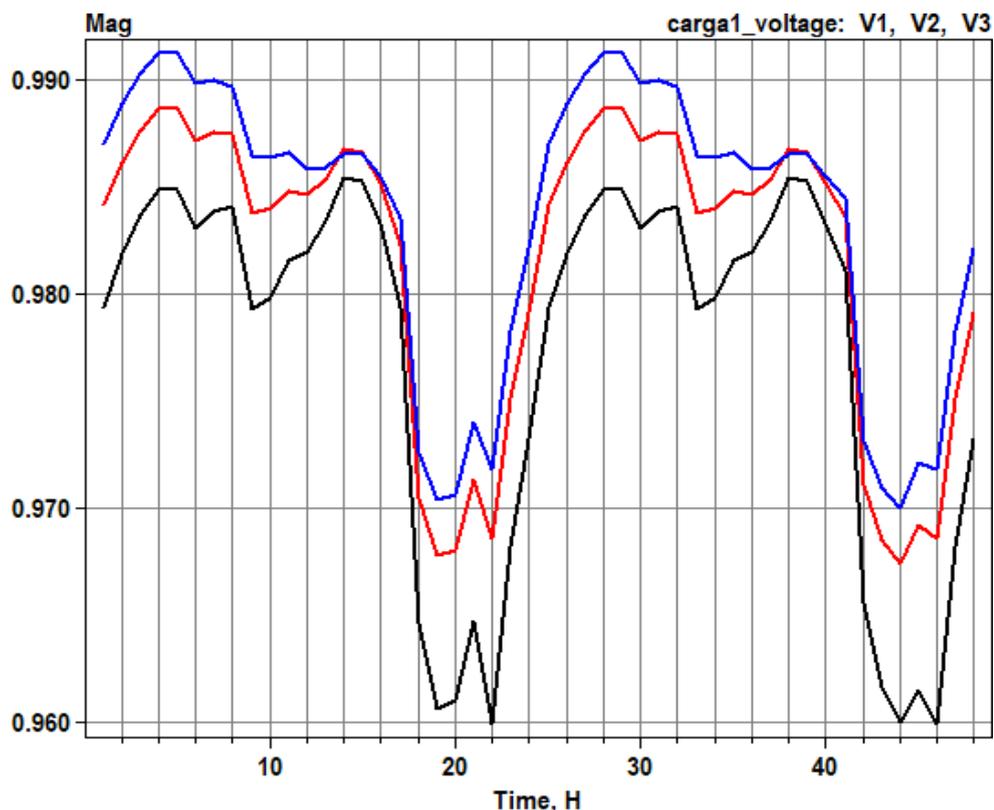
Fonte: Autor

Na Figura 28 representa o fluxo de potência na subestação de 48h, dando tempo para a bateria se carregar e descarregar para repressão mais fiel do sistema com os 3 BESS já mencionados acima com potência de 750 kW e 530 kVAr no total, tendo seu carregamento das (9–14) horas com a energia fornecida pelo PV demonstrado no gráfico com a queda no perfil de potência em horário de sol, assim economizando energia e sendo liberado no horário de ponta que é demonstrado no gráfico como (18 – 22) horas, desta maneira contribuindo com a diminuição da rampa de fornecimento de energia em 200kW aproximadamente no horário crítico 20 horas.

4.3.2 Teste na carga 1

Conectado à barra “B” se tem um BESS com 200 kW de potência ativa e 100 kVAr de potência reativa fornecida ao sistema e com sua forma de onda das 3 tensões trifásicas em pu, representadas na Figura 29.

Figura 29 – Gráfico de tensões na carga 1

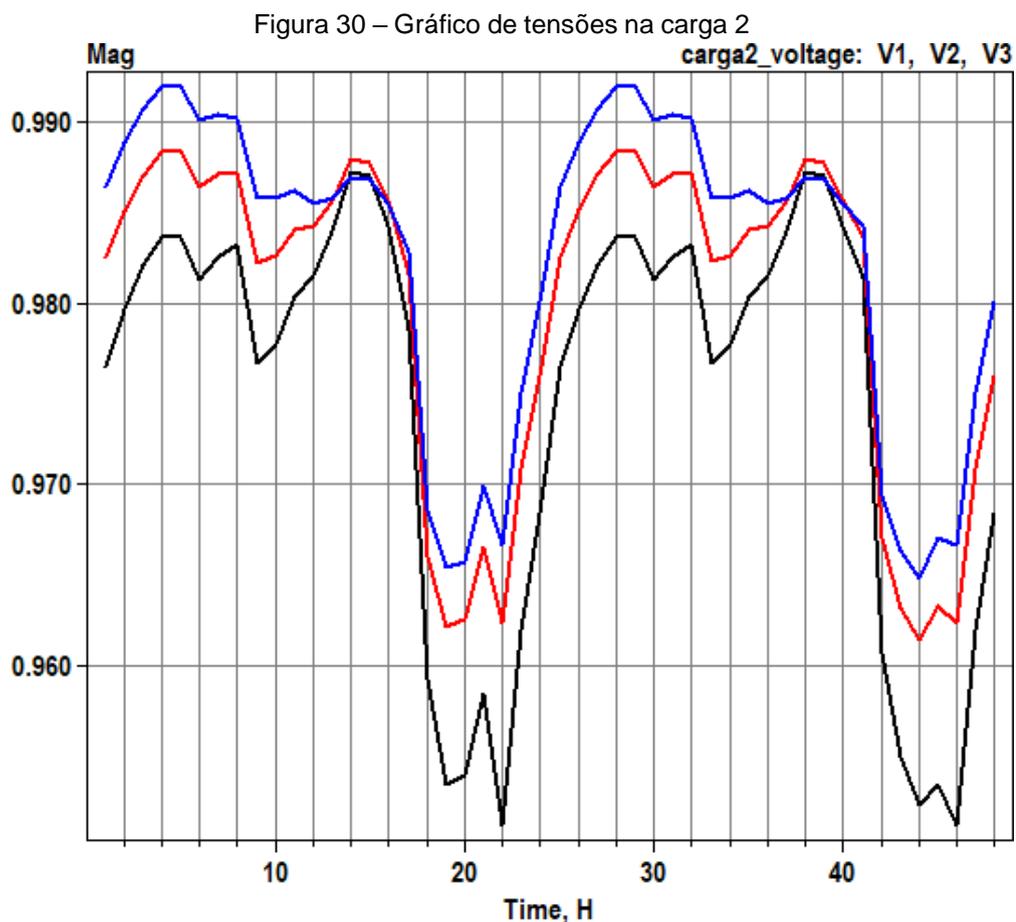


Fonte: Autor

Na Figura 29 a tensão V3, em comparativo com o caso anterior onde se tinha no horário de pico uma queda na tensão para 0,9437 pu, agora com o fornecimento de energia ativa e compensadora reativa proveniente do BESS se chega a 0,96 pu, mostrando um ótimo resultado provando a eficiência do método superando o mínimo de 0,95 pu.

4.3.3 Teste na carga 2

Conectado a barra “C” se tem um BESS com 250 kW de potência ativa e 200 kvar de potência reativa fornecida ao sistema e com sua forma de onda das 3 tensões trifásicas em pu, representadas na Figura 30.



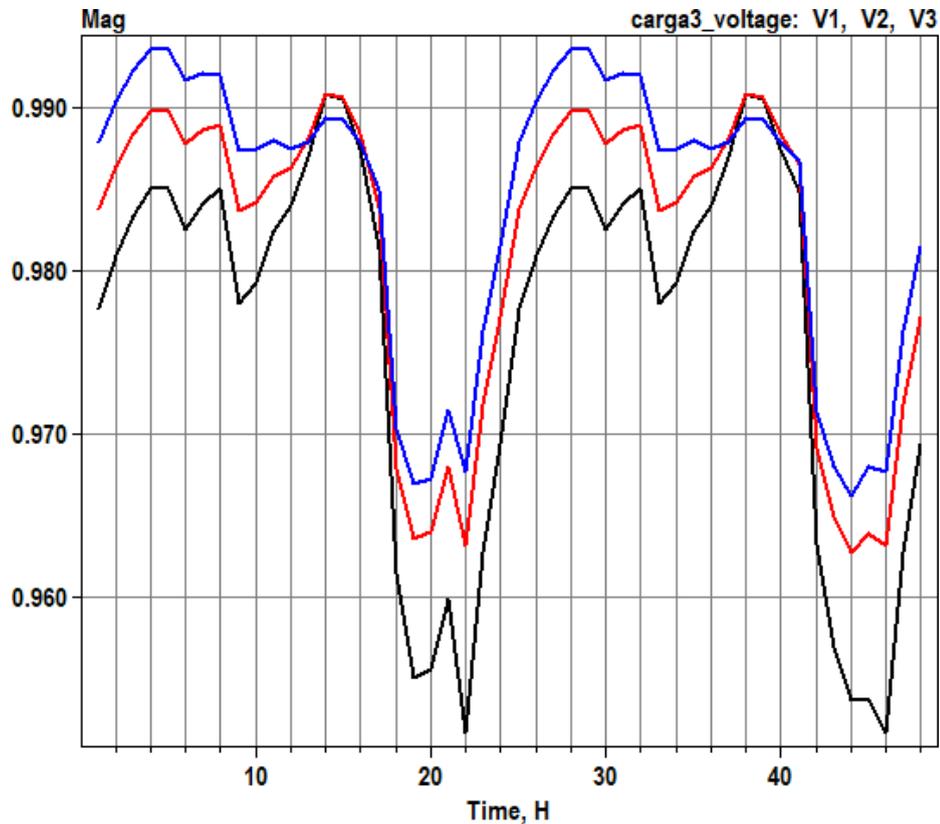
Fonte: Autor

Na Figura 30 a tensão, em comparativo com o caso anterior onde se tinha no horário de pico uma queda na tensão para 0.9275 pu, agora com o fornecimento de energia ativa e compensadora reativa proveniente do BESS se chega a 0.9512 pu, mostrando um resultado promissor e assim provando a eficiência do método superando o mínimo de 0.95 pu.

4.3.4 Teste na carga 3

Conectado à barra “D” se tem um BESS com 300 kW de potência ativa e 230 kVAR de potência reativa fornecida ao sistema e com sua forma de onda das 3 tensões trifásicas em pu, representadas na Figura 31.

Figura 31 – Gráfico de tensões na carga 3



Fonte: Autor

Na Figura 31 a tensão, em comparativo com o caso anterior onde se tinha no horário de pico uma queda na tensão para 0,9257 pu, agora com o fornecimento de energia ativa e compensadora reativa proveniente do BESS se chega a 0,9517 pu, o mínimo de 0,95 pu.

4.3.5 Teste com BESS na função compensador reativo

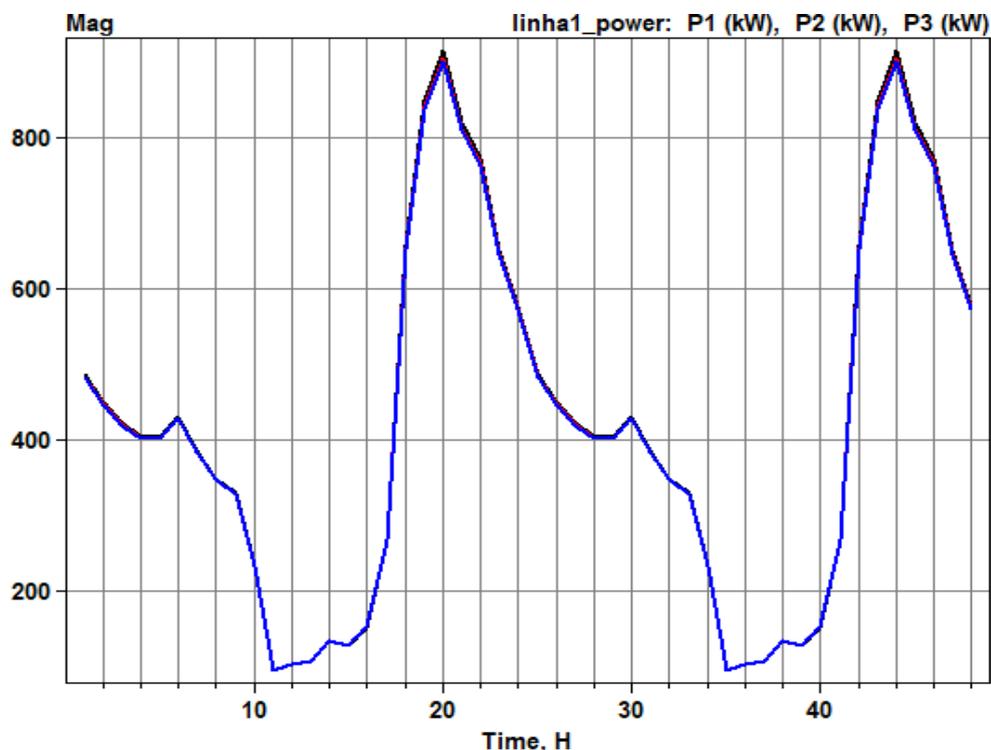
Nesta seção é analisada o fornecimento de potência reativa pelo modo compensador reativo do inversor, responsável pelo despacho do BESS e que será comparado com o caso 4.3.3 com a finalidade de se chegar ao método mais eficaz no controle do problema de tensão.

4.3.5.1 Simulação da potência ativa na subestação

A Figura 32 representa as três potências da subestação sobreposta uma sobre

a outra, ficando a P2 sobreposta sobre as demais, representado pela forma de onda abaixo

Figura 32 – Gráfico de potência ativa na subestação



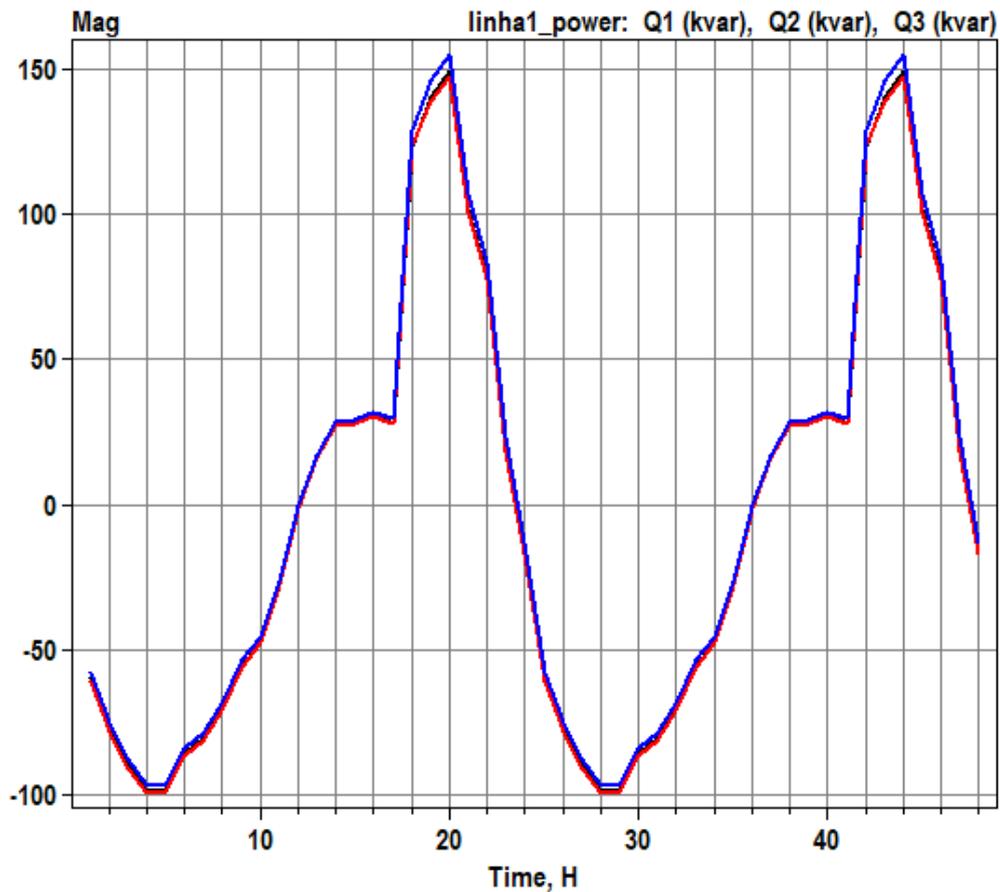
Fonte: Autor

Na Figura 32 demonstrando o fluxo de potência na subestação em 48h, tem-se os 3 BESS com potência de 850 kVAr no total, tendo seu carregamento das (9 – 14) horas com a energia fornecida pelo PV e assim economizando energia e sendo liberado no horário de ponta como potência reativa para ajudar na queda de tensão que é demonstrado no gráfico como (18 – 22) horas, onde se assemelhou com o gráfico das potências do caso 4.3.3.1 tendo a mesma curva de carga e não ajudando a subestação no problema causado com a inserção de PV e assim dando continuidade no problema da rampa de energia mencionado na introdução como “*duck curve*”.

4.3.5.2 Simulação das potência reativa na subestação

Na Figura 33 é representada a curva da potência reativa com as 3 fases sobrepostas uma sobre a outra caracterizando o balancemanto das cargas neste teste para uma simulação de 48h.

Figura 33 – Gráfico de potência reativa na subestação



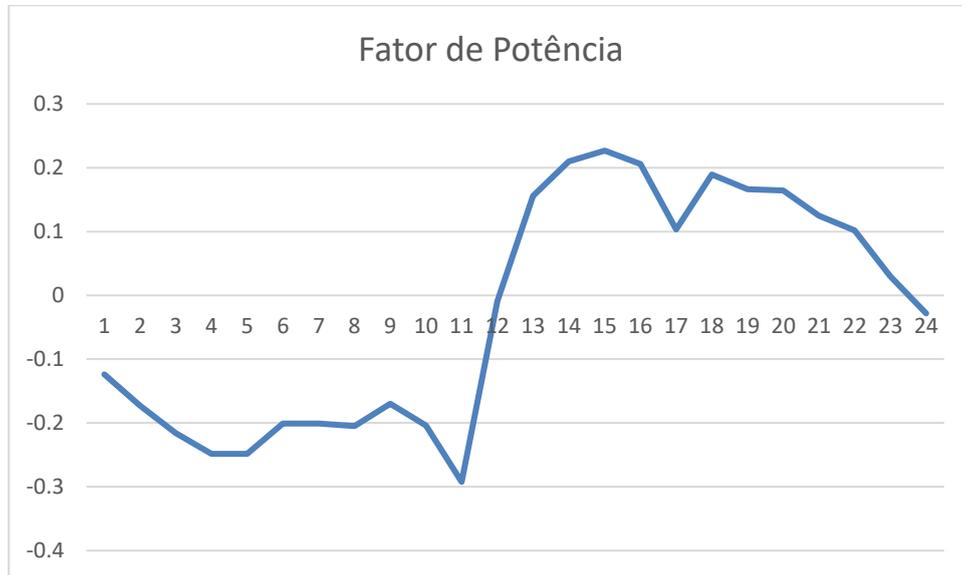
Fonte: Autor

A potência reativa na subestação tem uma faixa de (-100 – 152) kVAr com seu menor valor no final na madrugada e fornecendo 0 kVAr as 14h e tendo seu maior fornecimento de reativos no horário de pico.

4.3.5.3 Fator de potencia na subestação

Para a obtenção da curva de (FP) é utilizado os dados da potência ativa e reativa da subestação e representado na Figura 34.

Figura 34 – Gráfico do fator de potência da subestação



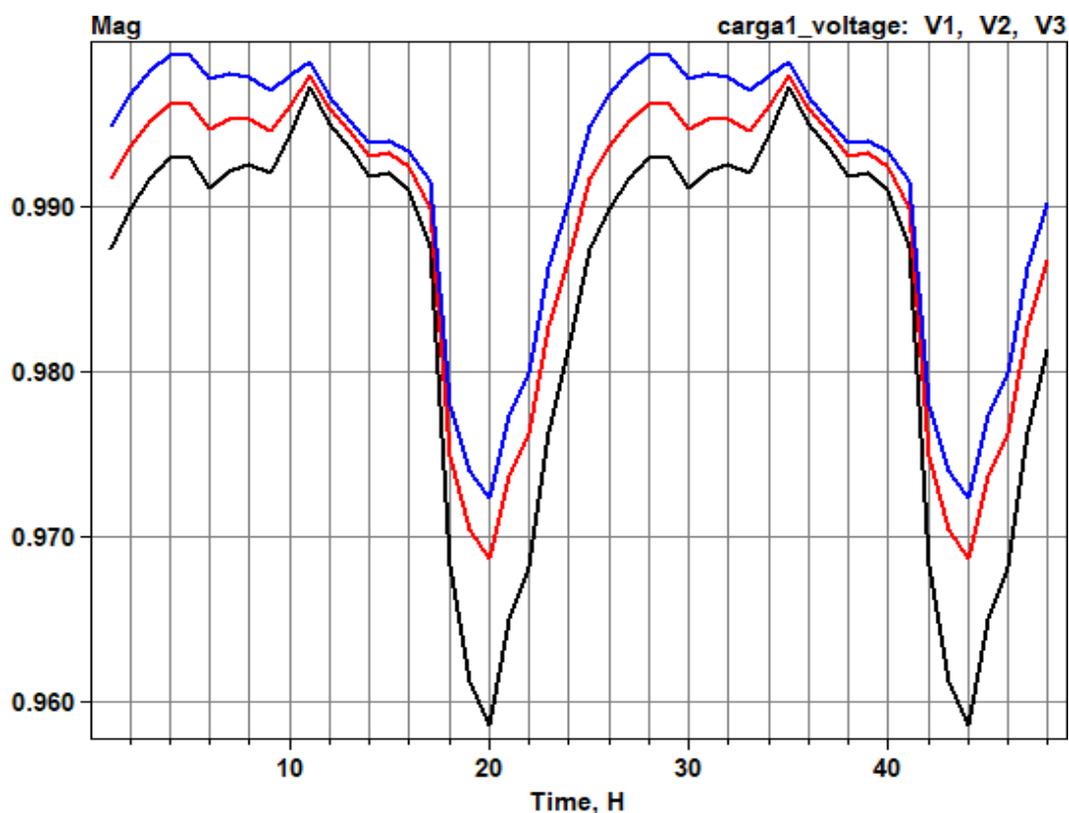
Fonte: Autor

Com a simulação de um dia inteiro para melhor entendimento é demonstrado uma oscilação de hora em hora variando de (-0,3 a 0,22) FP mostrando que embora o ajuste de reativos tenha dado certo, houve uma diminuição considerável na subestação tendo inclusive valores negativos na metade do dia.

4.3.5.4 Teste na carga 1

Conectado à barra "B" se tem um BESS com 200 kVAr de potência reativa fornecida ao sistema e com sua forma de onda das 3 tensões trifásicas em pu, representadas na Figura 35

Figura 35– Gráfico de tensões na carga 1



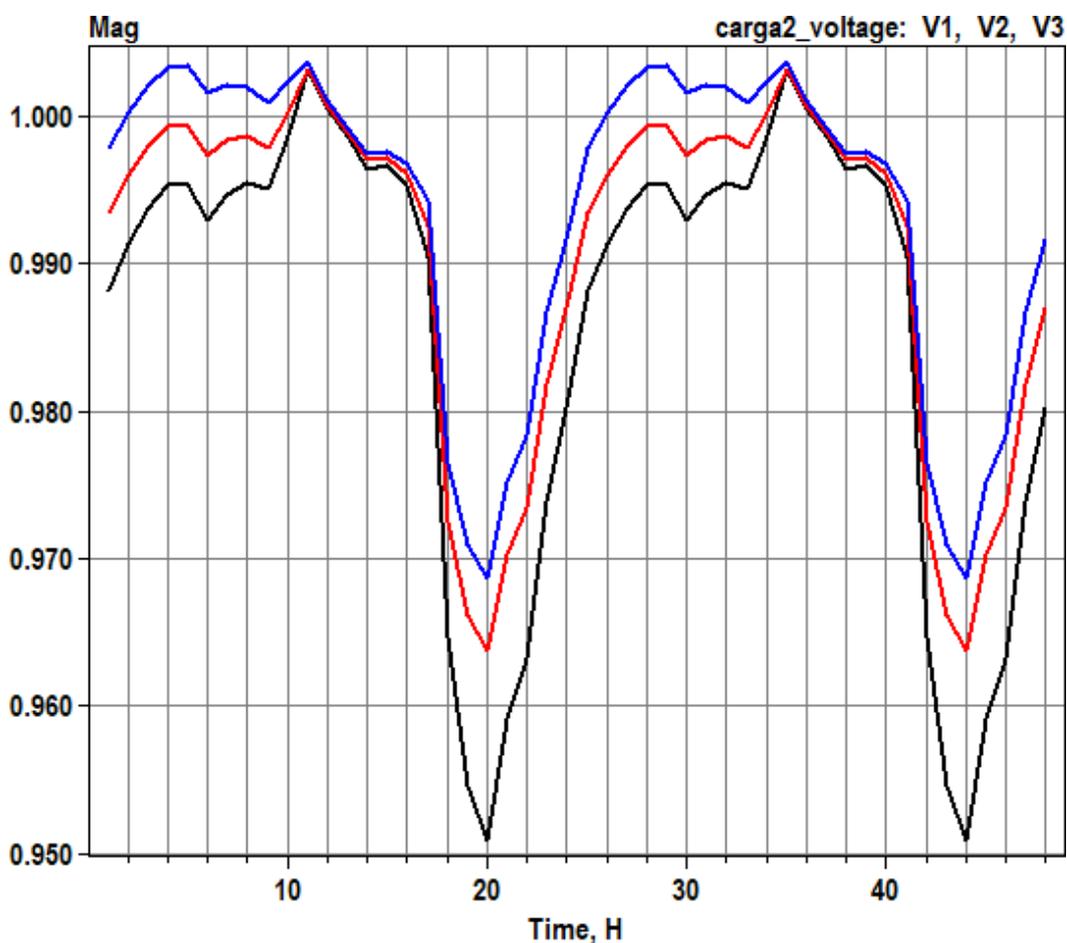
Fonte: Autor

Na Figura 35 a tensão, em comparativo com o caso 4.3.3.2 onde se tinha no horário de pico uma queda na tensão para 0,9437 pu, agora com o fornecimento de energia reativa proveniente do BESS se chega a 0,956 pu, mostrando um ótimo resultado e provando a eficiência do método superando o mínimo de 0.95 pu.

4.3.5.5 Teste na carga 2

Conectado à barra “C” se tem um BESS com 350 kVAR de potência reativa fornecida ao sistema e com sua forma de onda das 3 tensões trifásicas em pu, representadas na Figura 36.

Figura 36– Gráfico de tensões na carga 2



Fonte: Autor

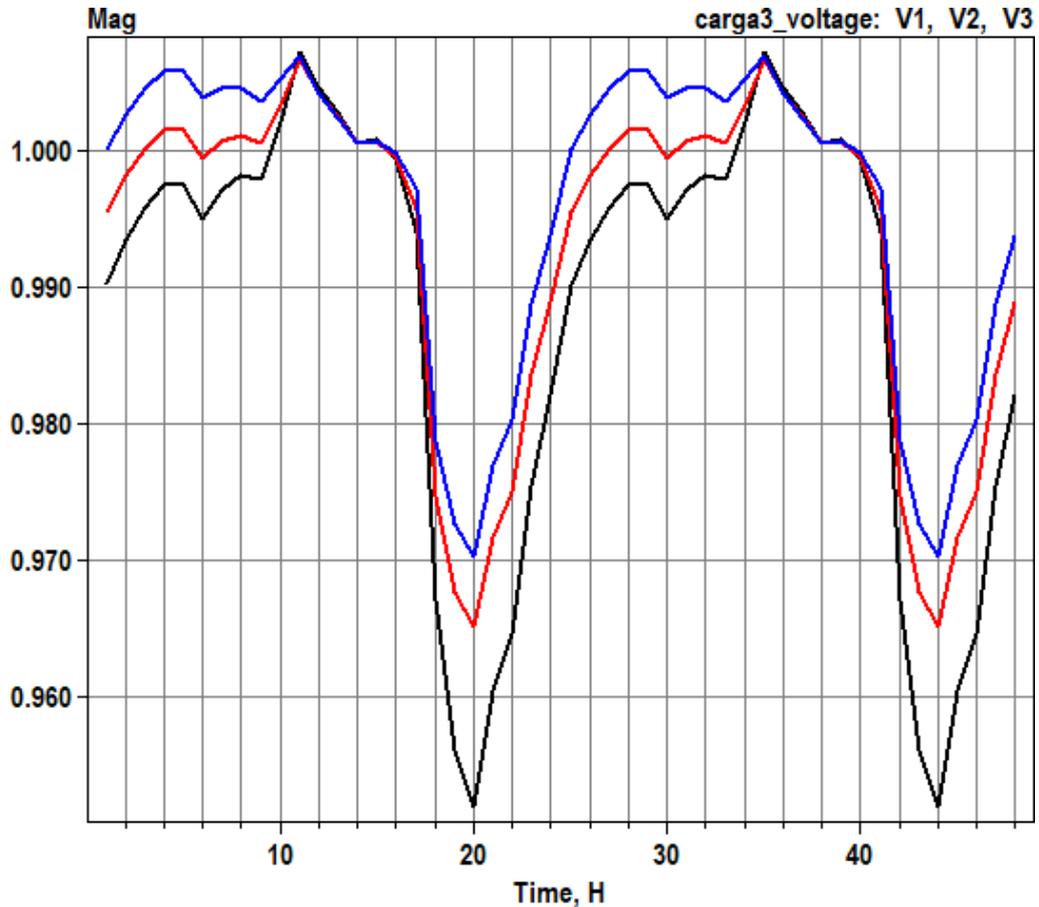
Na Figura 36 a tensão V3 tem uma maior notoriedade e será utilizada para demonstrar, em comparativo com o caso 4.3.3.3 onde se tinha no horário de pico uma queda na tensão para 0,9275 pu, agora com o fornecimento de energia ativa e compensadora reativa proveniente do BESS se chega a 0,9590 pu, mostrando um resultado promissor e assim provando a eficiência do método superando o mínimo de 0,95 pu.

4.3.5.6 Teste na carga 3

Conectado à barra “D” se tem um BESS com 300 kW de potência ativa e 230 kvar de potência reativa fornecida ao sistema e com sua forma de onda das 3 tensões

trifásicas em pu, representadas na Figura 37.

Figura 37 – Gráfico de tensões na carga 3



Fonte: Autor

Na Figura 37 a tensão V3, em comparativo com o caso 4.3.3.4 onde se tinha no horário de pico uma queda na tensão para 0,9257 pu, agora com o fornecimento de energia ativa e compensadora reativa proveniente do BESS se chega a 0,9517 pu, mostrando um resultado promissor e assim provando a eficiência do método superando o mínimo de 0,95 pu.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho, é possível explorar os sistemas de armazenamento de energia, abrangendo tipos, aplicações, benefícios e desafios dessa tecnologia. Constatou-se que os BESS podem ser de grande auxílio nos sistemas de distribuição de energia elétrica, e gradualmente estão se tornando uma realidade.

A metodologia aplicada permitiu integrar os sistemas de armazenamento às redes de distribuição, demonstrando que a inclusão de BESS no sistema pode beneficiar significativamente a curva de carga e tensão, através do despacho da energia armazenada nos BESS em horários pré-determinados. Observou-se na subestação uma redução da potência ativa e na demanda máxima de energia demandada, resultando em vantagens significativas na redução da curva de carga quando os PVs saem de funcionamento tendo o BESS como aliado ao sistema na redução do pico da curva de carga durante os horários de ponta. Além disso, na carga foi comprovado o sucesso na melhora do perfil de tensão através do modo de despacho de potência reativa das baterias fornecido pelo inversor mostrando que é possível melhorar o perfil utilizando outros meios de elevar a tensão fornecendo reativo sem o uso obrigatório de grandes bancos de capacitores com uma única função, já com o uso do BESS é possível utilizar para fornecer potência ativa economizando energia e ainda melhorar o perfil de tensão.

Nas simulações foi sendo comparado com foco nos gráficos de tensão alternativas de melhoras o perfil de tensão com o ajuste de reativo chegando em duas opções mais promissoras que é o uso de BESS fornecendo potência ativa e reativa ao sistema usando um montante de energia maior ou utilizando-o como fornecedor de potência reativa apenas nos horários de pico.

Ambos têm benefícios significativos e cabe análise da viabilidade econômica de sua escolha e necessidade no momento do projeto, a que mais se mostra promissora é utilizar BESS como fornecimento de potência ativa e reativa favorecendo a tensão e a economia de energia, ajudando a subestação na curva de carga após a saída das GDs.

É importante ressaltar que a integração do BESS é benéfica como um todo. Contudo, atualmente, o Brasil carece de suporte normativo e tecnológico para a utilização plena dessa tecnologia em suas redes de distribuição.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestão para trabalhos futuros sugere-se:

- Análise de viabilidade econômica do BEES como compensador de reativo;
- Análise da integração com outras fontes de energias renovável, como energia eólica e mesmo veículos elétricos.

REFERÊNCIAS

- Alper Cetin, C. O., & Arsalan, B. D. (2019). *A pilot project to improve energy quality in lithium-ion battery*
- Alireza Keshani, A. R., H. M., & Esfalan (2022). OPTIMAL ALLOCATION AND UTILIZATION OF BATTERY ENERGY STORAGE NETWORKED ELECTRICAL POWER DISTRIBUTION SYSTEMS FOR PEAK SHAVING AND LOSS REDUCTION: A CASE STUDY IN IRAN, Cired, 1-5
- Abordagem baseada em armazenamento de energia de bateria para rede. (n.d.).
- Akinyele, D. O., & Rayudu, R. K. (2014). Review of energy storage technologies for sustainable power networks. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 8, 74–91. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.07.004>
- Alberto Machiavelli, A. (2018). *UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA*.
- Behera, M. K., Majumder, I., & Nayak, N. (2018). Solar photovoltaic power forecasting using optimized modified extreme learning machine technique. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, 21(3), 428–438. <https://doi.org/10.1016/j.jestch.2018.04.013>
- Bindner, H., Ekman, C., Gehrke, O., & Isleifsson, F. (2010). *Risø-R-Report Characterization of Vanadium Flow Battery Title: Characterization of Vanadium Flow Battery*. www.risoe.dtu.dk
- Boampong, R., & Brown, D. P. (2020). On the benefits of behind-the-meter rooftop solar and energy storage: The importance of retail rate design. *Energy Economics*, 86. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104682>
- Budin, L., Grdenić, G., & Delimar, M. (2021). A quadratically constrained optimization problem for determining the optimal nominal power of a pv system in net-metering model: A case study for Croatia. *Energies*, 14(6). <https://doi.org/10.3390/en14061746>
- Chang, L., Dong, L., Zong, M., Jiali, H. U., Qin, Z., Jie, J. I., Shinan, S., & Zhang, Y. (2014). *ECONOMIC ANALYSIS AND OPTIMAL CONFIGURATION OF HYBRID ENERGY STORAGE SYSTEM IN ACTIVE DISTRIBUTION NETWORK*.
- Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., & Ding, Y. (2009). Progress in electrical

- energy storage system: A critical review. In *Progress in Natural Science* (Vol. 19, Issue 3, pp. 291–312). Science Press. <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>
- Chitsaz, H., Zamani-Dehkordi, P., Zareipour, H., & Parikh, P. P. (2018). Electricity price forecasting for operational scheduling of behind-the-meter storage systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(6), 6612–6622. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2717282>
- Cortes, B., Torquato, R., Ricciardi, T. R., Trindade, F. C. L., Freitas, W., Riboldi, V. B., & Wu, K. (2022). Decentralized BESS Control on a Real Low Voltage System with a Large Number of Prosumers. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2022-June*, 517–524. <https://doi.org/10.1109/PVSC48317.2022.9938858>
- Denholm, P., O'connell, M., Brinkman, G., & Jorgenson, J. (2013). *Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart*. www.nrel.gov/publications.
- diagrama-kit-gerador-solar-off-grid - Minha Casa Solar*. (n.d.). Retrieved June 23, 2023, from <http://blog.minhacasasolar.com.br/gerador-de-energia-solar-como-funciona/diagrama-kit-gerador-solar-off-grid/>
- Government College of Engineering, Keonjhar. D. of E. E., Government College of Engineering, Keonjhar. D. of C. S. and E., Institute of Electrical and Electronics Engineers. Kolkata Section. Bhubaneswar Subsection, & Institute of Electrical and Electronics Engineers. (n.d.). *International Conference on Computational Intelligence for Smart Power System and Sustainable Energy (CISPSSE-2020) : (29-31, July 2020)*.
- Hemmati, R., Saboori, H., & Jirdehi, M. A. (2017). Stochastic planning and scheduling of energy storage systems for congestion management in electric power systems including renewable energy resources. *Energy*, 133, 380–387. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.167>
- Herter, K. (2007). Residential implementation of critical-peak pricing of electricity. *Energy Policy*, 35(4), 2121–2130. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.06.019>
- Home - Green Mountain Power*. (n.d.). Retrieved June 9, 2023, from <https://greenmountainpower.com/>
- IEEE Staff, & IEEE Staff. (n.d.). *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (n.d.). *2021 11th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES 2021) : Shanghai, China, Dec. 18-20, 2021*.

- Keane, A., Ochoa, L. F., Borges, C. L. T., Ault, G. W., Alarcon-Rodriguez, A. D., Currie, R. A. F., Pilo, F., Dent, C., & Harrison, G. P. (2013). State-of-the-art techniques and challenges ahead for distributed generation planning and optimization. In *IEEE Transactions on Power Systems* (Vol. 28, Issue 2, pp. 1493–1502). <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2214406>
- Kousksou, T., Bruel, P., Jamil, A., El Rhafiki, T., & Zeraoui, Y. (2014). Energy storage: Applications and challenges. In *Solar Energy Materials and Solar Cells* (Vol. 120, Issue PART A, pp. 59–80). <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.015>
- Laws, N. D., Epps, B. P., Peterson, S. O., Laser, M. S., & Wanjiru, G. K. (2017). On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage. *Applied Energy*, 185, 627–641. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.123>
- Mashkov, P. H., & Petkov Mashkov, V. (2022). Equipment and Methodology for State of Charge Determination in Lithium - ion Batteries at Different Operating Modes. *2022 8th International Conference on Energy Efficiency and Agricultural Engineering, EE and AE 2022 - Proceedings*. <https://doi.org/10.1109/EEAE53789.2022.9831388>
- Mohseni-Bonab, S. M., Kamwa, I., Moeini, A., & Rabiee, A. (2020). Voltage Security Constrained Stochastic Programming Model for Day-Ahead BESS Schedule in Co-Optimization of T&D Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(1), 391–404. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2892024>
- Murty, V. V. V. S. N., & Kumar, A. (2020). Optimal energy management and techno-economic analysis in microgrid with hybrid renewable energy sources. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 8(5), 929–940. <https://doi.org/10.35833/MPCE.2020.000273>
- Petinrin, J. O., & Shaabanb, M. (2016). Impact of renewable generation on voltage control in distribution systems. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 65, pp. 770–783). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.073>
- Reducing Reliance on Cobalt for Lithium-ion Batteries | Department of Energy*. (n.d.). Retrieved June 9, 2023, from <https://www.energy.gov/eere/vehicles/articles/reducing-reliance-cobalt-lithium-ion-batteries>

- Ribeiro, P. F., Johnson, B. K., Crow, M. L., Arsoy, A., & Liu, Y. (2001). *Energy Storage Systems for Advanced Power Applications*.
- Rocha celso, R. P. (2018). *Elemento Storage do OpenDSS*. 1–23.
- Rocha, S., & Rocha, E. (n.d.). *ANÁLISE DAS MODIFICAÇÕES DOS INSTRUMENTOS REGULATÓRIOS ASSO-CIADOS A LEI Nº 14.300 E SEUS IMPACTOS NO MERCADO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA*.
- Samile Rocha. (n.d.). *ESTUDO DE CASO DA LEI 14.300 NA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA CONSUMIDOR DO GRUPO A*.
- Sandelic, M., Sangwongwanich, A., & Blaabjerg, F. (2019). Reliability evaluation of PV systems with integrated battery energy storage systems: DC-coupled and AC-coupled configurations. *Electronics (Switzerland)*, 8(9). <https://doi.org/10.3390/electronics8091059>
- Ten Years of Analyzing the Duck Chart: How an NREL Discovery in 2008 Is Helping Enable More Solar on the Grid Today | News | NREL*. (n.d.). Retrieved June 9, 2023, from <https://www.nrel.gov/news/program/2018/10-years-duck-curve.html>
- Theo, W. L., Lim, J. S., Ho, W. S., Hashim, H., & Lee, C. T. (2017). Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 67, pp. 531–573). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.063>
- Vazquez, S., Lukic, S. M., Galvan, E., Franquelo, L. G., & Carrasco, J. M. (2010). Energy storage systems for transport and grid applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 57(12), 3881– 3895. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2076414>
- Wei, W., & Skye, H. M. (2021). Residential net-zero energy buildings: Review and perspective. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 142). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110859>
- Zhou, S., & Brown, M. A. (2017). Smart meter deployment in Europe: A comparative case study on the impacts of national policy schemes. *Journal of Cleaner Production*, 144, 22–32. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.12.031>

