

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DO USO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA AUXILIAR
A OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
INTERMITENTE**

por

Artur Motta Dias

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, novembro de 2021



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

ANÁLISE DO USO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO PARA AUXILIAR A
OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
INTERMITENTE

por

Artur Motta Dias

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Flávio Antônio Becon Lemos
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Haffner

Coorientador: Prof^a. Dr^a. Mariana Resener

Banca examinadora:

Prof. Dr. Sérgio Luis Haffner – DELAE / UFRGS

Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos – DELAE / UFRGS

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 5, novembro de 2021.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, José e Miriam, pelos valores, ensinamentos e apoio incondicional sempre prestados, não só durante o desenvolvimento deste trabalho, mas ao longo de toda a trajetória até aqui.

Aos meus irmãos, Alan e André, pela paciência, parceria e compreensão ao longo de toda graduação.

À minha namorada, Cristiane, pela parceria, companheirismo, amor e apoio incondicional em todos os momentos.

Às minhas avós, Glêdis e Gladir, pelas preces e torcida constantes para que eu alcançasse esse objetivo.

À minha prima Lisiane Motta, por toda ajuda prestada sempre que solicitada.

Aos todos os meus familiares, que sempre me apoiaram e incentivaram.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul, por proporcionar um ensino de qualidade, por ser uma universidade de referência e reconhecida pelo ensino público e gratuito.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Sérgio Haffner, por toda dedicação, paciência e parceria no desenvolvimento deste trabalho, e pela cordialidade e respeito em todos os momentos.

A minha coorientadora, Prof. Dra. Mariana Resener, pela assistência e disponibilidade de sempre.

Aos demais professores e professoras do curso de Engenharia de Energia.

A todos os amigos e amigas com quem convivi, e que foram de fundamental importância ao longo de toda graduação.

DIAS, A.M. Análise do uso de sistemas de armazenamento para auxiliar a operação de sistemas de distribuição com geração distribuída intermitente. 2021. 20 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

RESUMO

Este trabalho de conclusão de curso tem por objetivo apresentar um estudo sobre o uso de dispositivos de armazenamento (DA) conectados a um sistema de distribuição de energia elétrica para auxiliar a operação do sistema quanto à intermitência causada pela Geração Distribuída (GD). Esta análise se mostra necessária em virtude do notável crescimento da geração distribuída no país, e do consequente aumento do nível de participação destas fontes nas redes de distribuição. Apesar dos diversos benefícios atrelados ao uso cada vez maior dessas tecnologias, esse acréscimo no nível de energia injetada na rede pode trazer problemas para os operadores da rede, além de comprometer a qualidade da energia transportada, com variações indesejadas nos níveis de tensão da rede (como ocorrências de subtensão e sobretensão), além de eventos de reversão de fluxo. Nesse sentido, é realizada a simulação de uma rede de distribuição com o software OpenDSS considerando um estado de regime permanente durante um determinado intervalo de tempo. Nessa simulação, é criado um sistema elétrico de distribuição de pequeno porte operando a baixa tensão conectado à uma certa quantidade de geradores distribuídos. A partir daí, varia-se de forma crescente o nível de injeção de energia na rede, oriunda da geração distribuída, para um cenário com DA, e outro sem. Na sequência, os resultados da simulação de cada cenário proposto são comparados e analisados com o objetivo de destacar as principais vantagens do uso dos DA. Por fim, destacam-se as conclusões deste estudo.

PALAVRAS-CHAVE: Geração Distribuída, OpenDSS, Fontes Intermitentes de Energia, Sistema de Distribuição, Sistemas de Armazenamento.

DIAS, A.M. Analysis of the usage of storage systems in order to aid the operation of distribution systems with distributed generation intermittency. 2021. 20 pages. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

ABSTRACT

This final paper aims to present a study on the use of storage devices (SD) connected to an electric power distribution system to assist the system operation regarding the intermittency caused by Distributed Generation (DG). This analysis is necessary due to the remarkable growth of distributed generation in the country, and the consequent increase in the level of participation of these sources in distribution networks. Despite the many benefits associated with the increasing use of these technologies, this increase in the level of energy injected into the grid can cause problems for grid operators, as well as compromise the quality of the transmitted energy, with unwanted variations in the voltage levels of the grid (such as undervoltage and overvoltage events), as well as reverse flow events. In this sense, the simulation of a distribution network is performed with the OpenDSS software considering a steady state during a certain time interval. In this simulation, a small distribution electric system is created operating at low voltage and connected to a certain number of distributed generators. Thereafter, the level of energy injection into the grid from distributed generation is varied incrementally, for a scenario with SD, and one without it. Next, the simulation results of each proposed scenario are compared and analyzed in order to highlight the main advantages of using DA. Finally, the conclusions of this study are highlighted.

KEY-WORDS: Distributed Generation, OpenDSS, Intermittent Sources of Energy, Distribution System, Storage Devices.

SUMÁRIO

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | INTRODUÇÃO..... | 1 |
| 2 | FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 1 |
| 2.1 | Dispositivos de armazenamento de energia..... | 1 |
| 2.2 | Geração Distribuída..... | 3 |
| 2.2.1 | Energia Solar Fotovoltaica. | 3 |
| 2.3 | Sistema de distribuição de energia elétrica..... | 4 |
| 2.4 | Qualidade da energia elétrica e seus indicadores | 4 |
| 2.4.1 | Tensão em Regime Permanente | 5 |
| 2.4.2 | Fator de Potência | 6 |
| 2.4.3 | Desequilíbrio de tensão | 7 |
| 2.5 | Reversão de fluxo de potência..... | 7 |
| 3 | METODOLOGIA | 7 |
| 3.1 | Cenário 1: estruturação do caso base..... | 9 |
| 3.2 | Cenário 2: adição de Geração Distribuída..... | 10 |
| 3.3 | Cenário 3: adição dos Dispositivos de Armazenamento | 10 |
| 4 | SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS | 11 |
| 4.1 | Cenário 1 | 11 |
| 4.2 | Cenário 2 | 13 |
| 4.3 | Cenário 3 | 14 |
| 4.4 | Análise comparativa | 16 |
| 5 | CONCLUSÃO..... | 18 |
| | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 19 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 2.1 – Comparação de diferentes tecnologias de armazenamento..... | 2 |
| Figura 2.2 – Tecnologias de armazenamento de energia separadas por tipo..... | 2 |
| Figura 2.3 – Representação de um sistema fotovoltaico residencial..... | 4 |
| Figura 2.4 – Curvas características I vs. V e P vs. V de um módulo fotovoltaico genérico..... | 4 |
| Figura 2.5 – Definição das faixas de tensão..... | 5 |
| Figura 3.1 – Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras..... | 8 |
| Figura 3.2 – Diagrama esquemático da metodologia..... | 9 |
| Figura 3.3 – Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras para o Cenário 2..... | 10 |
| Figura 3.4 – Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras para o Cenário 3..... | 11 |
| Figura 4.1 – Número de violações por hora em cada carga para o Cenário 1..... | 12 |
| Figura 4.2 – Curva de demanda do circuito para o Cenário 1..... | 13 |
| Figura 4.3 – Número de violações por hora em cada carga para o Cenário 2..... | 13 |
| Figura 4.4 – Curva de demanda no circuito para o Cenário 2..... | 14 |
| Figura 4.5 – Número de violações por hora em cada carga para o Cenário 2..... | 15 |
| Figura 4.6 – Curva de demanda no circuito para o Cenário 3..... | 16 |
| Figura 4.7 – Violações da faixa precária de tensão por intervalos de tempo para cada cenário..... | 16 |
| Figura 4.8 – Violações da faixa crítica de tensão por intervalos de tempo para cada cenário..... | 17 |
| Figura 4.9 – Média das três fases das potências no Cenário 2 e 3, fluxo reverso de potência evitado e picos de potência evitados..... | 17 |

1 INTRODUÇÃO

Com seu primeiro registro na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em julho de 2004 (“Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004”), a Geração Distribuída tem ganhado cada vez mais espaço na participação da matriz elétrica entre os consumidores do mercado cativo de energia. A partir da Resolução Normativa (REN) 482 no ano de 2012, a qual estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE), o sistema de compensação de créditos, além de outras providências, pode-se perceber um salto importante na participação da GD na última década. Com uma maior atratividade, em função da redução do valor das novas tecnologias, aliado a um constante aumento das tarifas determinadas pelos processos de revisões tarifárias da ANEEL, tem se tornado cada vez mais comum a opção por gerar a própria energia. De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR, 2020), nos últimos dois anos, a energia gerada por sistemas fotovoltaicos apresentou um crescimento de 588,7 MW para aproximadamente 3 GW (sem considerar as grandes usinas solares), o que representa um aumento percentual igual a 410%, e um total de 255 mil sistemas conectados à rede no país.

Entretanto, apesar dos benefícios para os consumidores, esse aumento acelerado de novas conexões à rede tem um impacto negativo para as distribuidoras de energia elétrica. Pela dependência da variação de incidência solar, no caso da geração por sistemas fotovoltaicos, a rede de distribuição está sujeita a uma intermitência de difícil previsão em relação a quantidade de energia injetada pela geração distribuída. Consequentemente, isso exige que as distribuidoras estejam sempre preparadas para atender a essa complexa relação de fornecimento de energia e demanda de carga, a fim de manter o bom funcionamento do sistema – especificamente em relação às variações do nível de tensão avaliado por indicadores de qualidade – bem como de preservar o bom funcionamento das redes de distribuição e subestações.

Uma opção que tem sido discutida para tentar mitigar os efeitos prejudiciais da intermitência da GD é a utilização de dispositivos de armazenamento (DA) de energia para auxiliar na operação dos sistemas de distribuição. Partindo-se do princípio de que a rede de distribuição tem hoje uma capacidade limitada para suportar flutuações de tensões e correntes, criada pela geração distribuída, o uso de DA teria como objetivo facilitar e ampliar essa capacidade. Como as estruturas atuais dos SDEE do país não foram construídas prevendo esse nível de participação de GD, o reforço dessas estruturas, a fim de suportar esse aumento, não representa uma alternativa viável do ponto de vista técnico, logístico e financeiro.

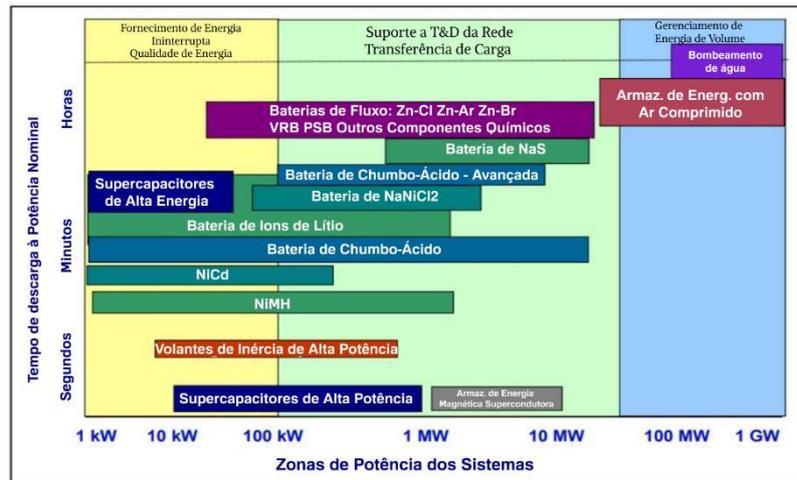
De acordo com o Plano Decenal de Expansão (PDE) 2029 realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a projeção do comportamento da GD para os próximos anos é de um crescimento exponencial, podendo alcançar a marca dos 10 GW de capacidade instalada de geração fotovoltaica. Baseando-se nessa premissa, modificar diretamente as redes do sistema de distribuição para que consiga se adaptar a esse cenário dificilmente se mostrará como a melhor solução. Em contrapartida, a implementação do uso de sistemas de armazenamento por parte de distribuidoras de energia pode trazer vários benefícios, entre eles, a possibilidade de usar esses sistemas como uma fonte de regulação de tensão (CHIANDONE et al., 2014). O desenvolvimento deste estudo tem como principal objetivo avaliar os principais impactos causados pelo uso de DA conectados ao SDEE afetados pela variabilidade proveniente da GD de geradores fotovoltaicos, por meio de uma ferramenta de simulação em regime permanente, na qual são examinados parâmetros de qualidade de energia como tensão em regime permanente, fator de capacidade e desequilíbrio de tensão.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Dispositivos de armazenamento de energia

O uso de DA tem se mostrado como uma alternativa de grande potencial na tentativa de solucionar uma vasta variedade de problemas, inclusive a questão do aumento da participação de fontes de energia renováveis e o conseqüente aumento da GD. Apesar do custo relativamente alto, os preços das tecnologias de armazenamento de energia têm sofrido constantes reduções ao longo dos últimos anos, o que indica uma tendência de crescimento no emprego desse tipo de recurso. O tipo de dispositivo de armazenamento pode variar conforme a aplicação, a potência necessária, o tempo de descarga, entre outros critérios. A Figura 2.1 apresenta uma comparação das diferentes tecnologias de armazenamento, em termos de potência nominal, duração de descarga e principais aplicações. Já a Figura 2.2 mostra uma classificação dos diferentes tipos de DA baseada na tecnologia usada.

Figura 2.1 – Comparação de diferentes tecnologias de armazenamento.



Fonte: (GAUTAM, 2018)

Figura 2.2 – Tecnologias de armazenamento de energia separadas por tipo.



Fonte: (FATHIMA; KALIANNAN PALANISAMY, 2016)

Uma das formas usadas é através do armazenamento de energia em ar comprimido, ou ainda por meio de centrais hidrelétricas reversíveis, sendo que ambas as formas exigem um alto investimento e seu uso está limitado a locais com a geografia adequada. A vantagem dessas tecnologias é que, em um curto espaço de tempo, é possível atingirem sua potência nominal, possuindo, portanto, uma descarga de curta duração para alcançar altas potências. Por essa razão, esse tipo de mecanismo é normalmente usado em aplicações de sistemas que requerem um grande volume de energia.

Outro método utilizado para o armazenamento de energia são os equipamentos como volante de inércia, supercapacitores, e sistemas de armazenamento de energia magnética supercondutora, cujo emprego é mais indicado para aplicações de alta potência que exigem uma descarga de energia em períodos muito curtos, podendo ser na ordem de milissegundos. Esse tipo de técnica pode ser usado tanto para regulação de frequência quanto de tensão.

Entretanto, os DA que têm ganhado cada vez mais destaque, sendo inclusive usados para auxiliar a operação de SDEE, são as baterias e suas diferentes tecnologias, como baterias a base de íons de sódio, lítio, chumbo-ácido, níquel cádmio, e baterias de fluxo. Cada uma dessas tecnologias tem suas aplicações mais adequadas, em função da densidade energética e do ciclo de vida.

Um aspecto importante em relação ao uso de baterias diz respeito à sua degradação, a qual pode ser dividida em temporal e cíclica. A degradação temporal se refere ao desgaste inerente da bateria ao longo do tempo, com a conseqüente redução da sua potência nominal em virtude de variações de temperatura e do seu Estado de Carga (EC). O conceito de EC denota a relação entre a potência momentânea disponível em função da potência nominal da bateria. O EC é representado por um valor percentual, de 0% a 100%, de forma que se a bateria apresenta um EC de 100%, indica um estado totalmente carregado. Com a degradação da bateria ao longo do tempo, seu EC máximo passa a sofrer uma redução, ao passo que seu estado de máxima carga pode ser equivalente à 80% de uma bateria nova (GHAREHPETIAN; MOUSAVI

AGAH, 2017). Além disso, o Estado de Carga pode também ser expresso como uma função do tempo, através do termo $Q_{descarga}$, definido como a máxima carga elétrica em Ah que pode ser entregue pela bateria do estado de carga máxima (EC de 100%) ao estado de carga nula (EC de 0%), como mostrado na equação 2.1.

$$Q_{descarga} = \int_0^{total} I_b(t) dt \quad (2.1)$$

Onde I_b é a corrente da bateria. Logo, o EC pode ser expresso como a razão ou porcentagem da potência que foi descarregada em relação à $Q_{descarga}$, conforme a equação 2.2 (KULARATNA, 2015).

$$EC(t) = EC(t_0) - \frac{\int_0^t I_b(t) dt}{Q_{descarga}} \quad (2.2)$$

Já a degradação cíclica relaciona a redução da vida útil da bateria com a quantidade de ciclos entre carga e descarga ocorridos (GAUTAM, 2018). Além disso, esse tipo de degradação também é função da Profundidade de Descarga (PD), ou seja, a razão entre a potência removida da bateria pela sua potência atual, expressa como uma porcentagem.

2.2 Geração Distribuída

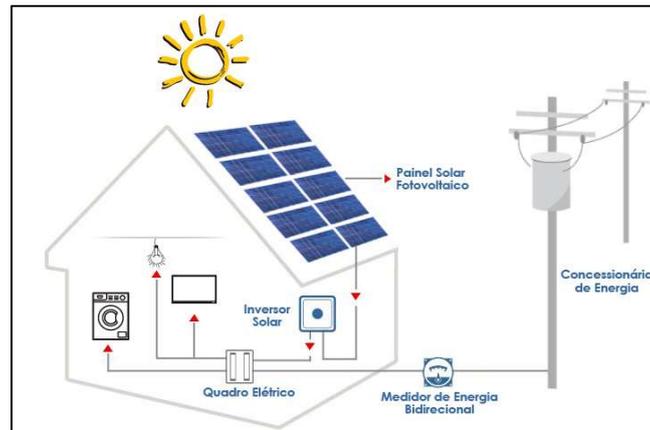
Com a crescente demanda de energia ao longo dos últimos anos, aliada ao aumento da tarifa de energia, a Geração Distribuída vem ganhando cada vez mais espaço e representatividade entre os consumidores. Além disso, por se tratar de uma geração de energia limpa e renovável, o apelo ambiental tem causado um forte impacto ao se optar pela GD. Também chamada de Geração Descentralizada, a GD é um termo que descreve a geração de energia para ser usada localmente, em vez de ser transmitida pela rede elétrica, oriunda de uma grande instalação centralizada, como uma usina a carvão por exemplo (EESI). A GD pode atender a uma única estrutura, como uma casa ou um empreendimento, e pode também fazer parte de uma microrrede (uma rede menor que também se conecta à rede de distribuição).

2.2.1 Energia Solar Fotovoltaica.

A geração de energia fotovoltaica é a modalidade com maior participação e que melhor representa a GD no Brasil atualmente, visto que a geração eólica tem se destacado pela implementação de grandes usinas conectadas à rede de transmissão. Os geradores solares fotovoltaicos integrados às edificações e conectados à rede elétrica vem crescendo em importância e aplicação, à medida que exigem pouquíssima manutenção, não produzem ruído ou poluição, e ainda têm no sol uma fonte praticamente inesgotável (PEREIRA et al., 2017). Estima-se que até 2024, terão sido instalados mais de 1,2 milhão de unidades de geração fotovoltaica no Brasil, dentro das classificações de micro e minigeração distribuída e com potência máxima de 5 MWp.

Os sistemas de geração solar são constituídos basicamente pelos módulos fotovoltaicos (formados por agrupamentos de células fotovoltaicas) e pelo inversor, cuja função principal é realizar a conversão da corrente elétrica contínua, oriunda dos painéis, para alternada. Os módulos podem ser instalados nas coberturas das edificações ou mesmo no solo, e podem ser conectados em paralelo ou série, sendo a segunda forma de conexão a mais empregada. Comercialmente, os painéis fotovoltaicos podem ser encontrados com potências entre 340Wp à 500Wp, e têm mais de 90% da sua fabricação em empresas localizadas na China e países vizinhos (PORTAL SOLAR, 2018). A instalação do sistema fotovoltaico deve também contar com a troca do medidor de energia para um modelo bidirecional, capaz de fazer a leitura tanto da energia oriunda da rede externa, quanto da energia gerada pelo sistema e que não for consumida na unidade consumidora. A Figura 2.3 ilustra de forma simplificada uma instalação residencial.

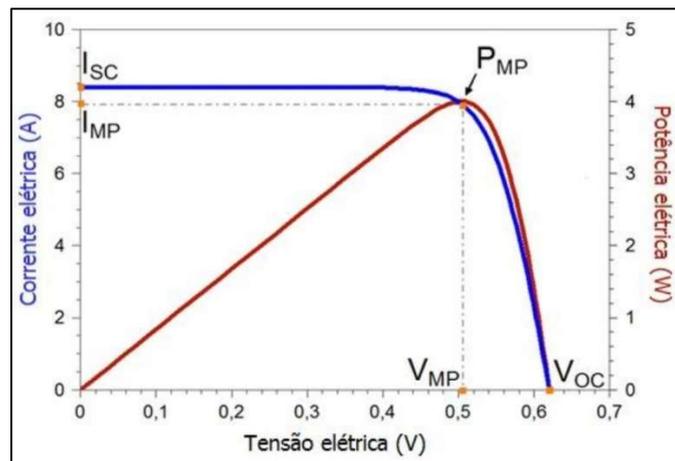
Figura 2.3 – Representação de um sistema fotovoltaico residencial



Fonte: (SOLIGADO)

O comportamento operacional de um módulo fotovoltaico pode ser determinado pelas curvas características da potência em função da tensão (P vs. V) e da corrente em função da tensão (I vs. V), como mostrado na Figura 2.4, a qual destaca também o ponto de máxima potência (P_{MP}) o qual reflete a condição de maior geração de potência elétrica do módulo.

Figura 2.4 – Curvas características I vs. V e P vs. V de um módulo fotovoltaico genérico.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

2.3 Sistema de distribuição de energia elétrica.

O sistema de distribuição é o segmento do setor elétrico responsável por interligar as redes de transmissão de energia em extra e ultra alta tensão às unidades consumidoras e a centrais geradoras de pequeno ou médio porte. É composto por linhas de subtransmissão, alimentadores, subestações e sistemas de proteção. As redes de distribuição normalmente são operadas como sistemas radiais, equipados com seccionadores e interruptores que garantem a capacidade de conectar um circuito a outro a fim de facilitar a manutenção e a restauração de interrupções (Gautam, 2018).

2.4 Qualidade da energia elétrica e seus indicadores

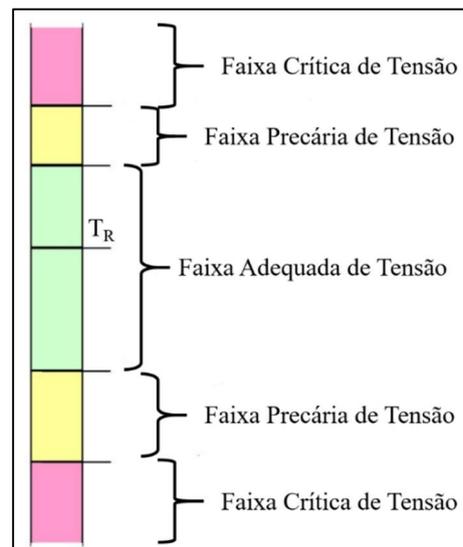
A qualidade de energia elétrica (QEE) é um conceito que leva em consideração diferentes critérios para avaliar a qualidade da energia elétrica transmitida e distribuída aos consumidores (GÖRTZ, 2015). Uma definição abrangente define QEE como sendo uma medida de quão bem a energia elétrica pode ser utilizada pelos consumidores. Essa medida inclui características de continuidade de suprimento e de conformidade com certos parâmetros considerados desejáveis para a operação segura, tanto do sistema supridor como das cargas elétricas (POMILIO; DECKMANN, 2020).

Para avaliar o nível de QEE, foram adotados os Indicadores da Distribuição definidos pela ANEEL, mais especificamente os Indicadores de Conformidade do Nível de Tensão, os quais podem ser consultados com mais detalhes no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Para o escopo deste trabalho, foram analisados somente fenômenos em regime permanente que podem afetar a qualidade da energia elétrica.

2.4.1 Tensão em Regime Permanente

Um dos indicadores de QEE mais importantes é o nível de tensão do sistema elétrico. O acompanhamento desse parâmetro deve ser feito pela própria distribuidora, ao longo de todo o sistema de distribuição. A aferição do nível de tensão adequado é obtida através do controle dos limites mínimos e máximos de tensão dos consumidores, cujos valores são obtidos por medição apropriada nos pontos de conexão. Os valores de referência que regem esse indicador devem ser definidos previamente, sendo iguais a tensão nominal ou a contratada, e de tal forma que a tensão medida nas leituras deve ser comparada a esses valores de referência. Os valores nominais devem ser fixados em função dos níveis de planejamento do sistema de distribuição, de modo que haja compatibilidade com os níveis de projeto dos equipamentos elétricos de uso final. O termo “conformidade de tensão elétrica” refere-se à comparação entre os valores de tensão obtidos nas leituras, em relação aos níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos. A tensão e suas leituras associadas devem ser classificadas de acordo com as faixas em torno da tensão de referência (T_R), conforme mostrado na Figura 2.5 (ANEEL, 2011).

Figura 2.5 – Definição das faixas de tensão



Fonte: adaptado de PRODIST

As Tabelas Tabela 2.1 e Tabela 2.2 mostram, respectivamente, os valores limites que definem cada uma das faixas de tensão para pontos de conexão em tensão nominal entre 1 kV e 69 kV, e para pontos de conexão em tensão nominal igual ou menor que 1 kV, em relação a Tensão de Referência (T_R), sendo T_L a tensão lida.

Tabela 2.1 – Faixas de tensão e limites para pontos de conexão com tensão nominal entre 1kV e 69 kV

| Tensão de atendimento | Faixa de variação da tensão de leitura, T_L (pu) |
|-----------------------|--|
| Adequada | $0,93T_R \leq T_L \leq 1,05T_R$ |
| Precária | $0,90T_R \leq T_L < 0,93T_R$ |
| Crítica | $T_L < 0,90T_R$ ou $T_L > 1,05T_R$ |

Fonte: adaptado de PRODIST

Tabela 2.2 – Faixas de tensão e limites para pontos de conexão com tensão nominal igual ou inferior a 1kV

| Tensão de atendimento | Faixa de variação da tensão de leitura, T_L (pu) |
|-----------------------|--|
| Adequada | $0,92T_R \leq T_L \leq 1,05T_R$ |
| Precária | $0,87T_R \leq T_L < 0,92T_R$ ou $1,05T_R < T_L \leq 1,06T_R$ |
| Crítica | $T_L < 0,87T_R$ ou $T_L > 1,06T_R$ |

Fonte: adaptado de PRODIST

A definição dos níveis de tensão é usada na avaliação da QEE por meio de indicadores individuais e coletivos. Os indicadores coletivos levam em consideração o número de Unidades Consumidoras (UCs), aspecto este que não é levado em conta no escopo deste trabalho. Já para os indicadores individuais, coleta-se um conjunto de 1008 leituras válidas, obtidas em intervalos consecutivos de 10 minutos cada. Após isso, são calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (*DRP*) e para tensão crítica (*DRC*) mediante as equações (2.3) e (2.4).

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100[\%] \quad (2.3)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100[\%] \quad (2.4)$$

Onde *nlp* e *nlc* representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente. A partir desses parâmetros, é possível calcular o valor da compensação que deve ser destinado a todos os consumidores cujas tensões de atendimento apresentaram alguma violação de transgressão dos indicadores (*DRP*) e (*DRC*). Essa compensação pode ser calculada a partir da equação (2.5).

$$Compensação = \left[\left(\frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \right) k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \right) k_2 \right] EUSD \quad (2.5)$$

Onde DRP_{limite} é igual a 3% e DRC_{limite} igual a 0,5% do total de leituras realizadas. A constante k_1 assume o valor zero caso o valor de *DRP* seja menor ou igual do que DRP_{limite} , do contrário, k_1 é igual a 3. Da mesma forma, k_2 tem seu valor zerado quando *DRC* for menor ou igual à DRC_{limite} , porém pode assumir outros valores conforme o nível de tensão dos consumidores, sendo igual à 7 para Baixa Tensão (BT), 5 para Média Tensão (MT) e 3 para Alta Tensão (AT). O parâmetro *EUSD* é definido como Encargo de Uso do Sistema de Distribuição, valor em moeda corrente nacional, o qual pode ser obtido pela multiplicação do consumo correspondente ao período de medição pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

2.4.2 Fator de Potência

Outro indicador a ser considerado para a avaliação da QEE é o Fator de Potência (FP), o qual é definido pela relação entre a potência ativa (*P*) e a potência aparente. O controle do nível adequado de FP é fundamental para que o sistema de distribuição tenha um melhor aproveitamento no transporte da energia, visto que um baixo FP indica um alto nível de potência reativa (*Q*), o que gera maiores perdas por efeito joule nos condutores (POMILIO; DECKMANN, 2020). Para o cálculo do FP, usam-se os valores registrados das potências ativa e reativa, conforme a equação (2.6).

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.6)$$

Os valores de referência adotados na avaliação do FP (para unidades consumidoras com tensão inferior a 230 kV) devem ser de 0,92 até 1,0 para FP indutivo e de 1,0 até 0,92 capacitivo.

2.4.3 Desequilíbrio de tensão

O terceiro indicador de QEE a ser considerado neste trabalho se refere ao desequilíbrio de tensão, fenômeno que se caracteriza por qualquer diferença observada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, ou ainda na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema. Em geral, esse desequilíbrio é causado pela conexão desigual de cargas mono ou bifásicas em sistemas trifásicos, ou então de cargas trifásicas desbalanceadas de grande porte (POMILIO; DECKMANN, 2020). A análise desse indicador é feita pelo cálculo do Fator de Desequilíbrio (FD), conforme a equação (2.7).

$$FD(\%) = 100 \frac{V^-}{V^+} \quad (2.7)$$

Onde V^- e V^+ representam a magnitude da tensão eficaz de sequência negativa e positiva, respectivamente. Porém, caso as tensões do ponto do circuito onde deseja-se calcular esse indicador sejam apresentadas como tensões de linha (V_{ab} , V_{bc} e V_{ca}), calcula-se o parâmetro β , usando a equação (2.8).

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (2.8)$$

A partir disso, é possível obter, de forma alternativa, o valor do Fator de Desequilíbrio por meio da equação (2.9).

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (2.9)$$

Os limites a serem respeitados nesse indicador exigem que 95% das medições estejam tenha seu FD abaixo de 3,0% para nós com tensão nominal menor ou igual à 1kV e abaixo de 2,0% para nós com tensão nominal entre 1kV e 230 kV.

2.5 Reversão de fluxo de potência

Uma questão recorrente no estudo do nível de energia injetada na rede pelo aumento da GD diz respeito ao fenômeno de reversão de fluxo de potência. Isso ocorre quando, em determinado momento, em decorrência do incremento da GD, o fornecimento de potência supera a demanda de carga da rede, fazendo com que o fluxo de potência flua em direção ao alimentador do circuito. Esse problema pode resultar em sobretensões no alimentador, desregulagem dos dispositivos de proteção, aumento nas falhas de corrente e na operação incorreta de equipamentos (CHOJNOWSKI et al., 2015). Com base nisso, a análise da curva de demanda do sistema conforme a variação do nível de injeção de energia, bem como com a presença de DAs, representa uma avaliação válida para este trabalho.

3 METODOLOGIA

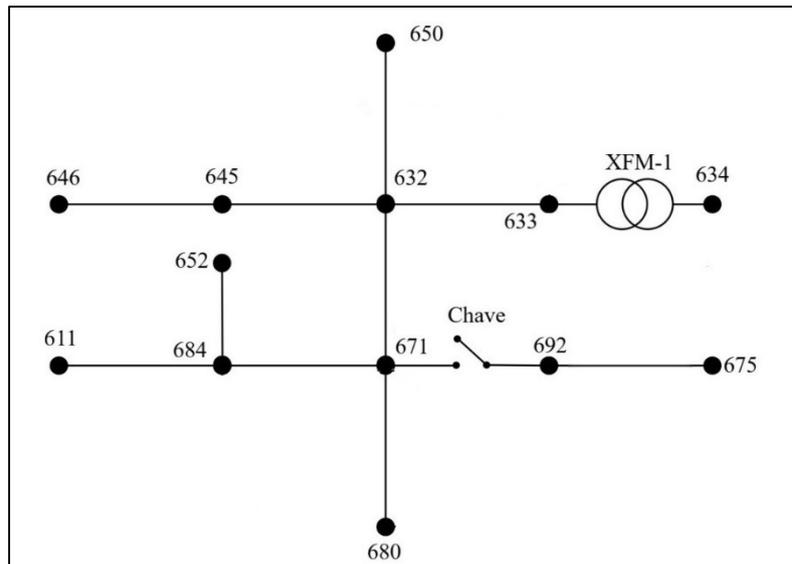
Para o desenvolvimento deste trabalho, fez-se uma modelagem de um sistema de distribuição de energia elétrica, sujeito à intermitência do nível de injeção de energia oriunda da geração distribuída, a fim de se avaliar a influência causada pela inserção de sistemas de armazenamento de energia conectados à rede.

Para a construção da modelagem, foi utilizado o software de simulação de sistemas elétricos de potência voltado para a análise de sistemas de distribuição OpenDSS. A escolha por essa ferramenta se justificou pela sua capacidade de realizar estudos no domínio da frequência (em regime permanente senoidal), bem como de examinar outros aspectos importantes, como redes elétricas inteligentes e pesquisas associadas a fontes de energia renováveis (MACHADO, 2017). Na operação do software e no

desenvolvimento da modelagem, foi utilizado a linguagem de programação Python juntamente com o OpenDSS através da interface COM, em virtude da facilidade e agilidade na mudança de parâmetros e propriedades do sistema que essa tecnologia oferece.

Optou-se por utilizar para o estudo proposto a rede teste IEEE 13 barras, a qual é composta por um circuito pequeno, porém com características que simplificam análises de fluxo de potência em sistemas de distribuição. Na Figura 3.1 é mostrado o diagrama unifilar da rede escolhida, com a representação de alguns de seus componentes.

Figura 3.1 – Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras



Fonte: (FREITAS, 2015)

O Quadro 3.1 mostra algumas das características da rede escolhida.

Quadro 3.1 – Características principais da rede teste IEEE 13 barras

| | |
|------------------------------------|---------|
| Tensão de base do alimentador | 4,16 kV |
| Número de fases | 3 |
| Número de cargas conectadas à rede | 9 |

Fonte: Autor

Para a simulação do fluxo de potência, foram utilizados dados de consumo horário em BT, sendo divididos em diferentes faixas de consumo, compondo, dessa forma, cinco curvas de carga, conforme mostrado no Quadro 3.2. Foi também considerada a mesma época do ano, durante a estação de verão, além da distinção entre os dados de consumo para dias úteis, sábados e domingos.

Quadro 3.2 – Descrição dos cenários utilizados na modelagem

| Curva de carga | Faixa de consumo mensal [kWh] |
|----------------|-------------------------------|
| 1 | 0 – 79 kWh |
| 2 | 79 – 160 kWh |
| 3 | 160 – 500 kWh |
| 4 | 500 – 1000 kWh |
| 5 | Acima de 1000 kWh |

Fonte: Autor

As curvas de carga foram então associados às cargas do circuito da rede teste em questão, sendo distribuídas de maneira que se evitasse uma concentração do mesmo tipo de consumidor em determinada região da rede. A implementação dessas curvas se deu pelo objeto do tipo *Loadshape*, o qual representa uma lista de valores para cada hora da simulação que servem como multiplicadores da grandeza com a qual estão relacionados, ou, neste caso, às cargas.

Após a definição da rede de distribuição a ser usada na simulação, montou-se os cenários propostos para comparação, conforme mostrado no Quadro 3.3.

Quadro 3.3 – Descrição dos cenários utilizados na modelagem

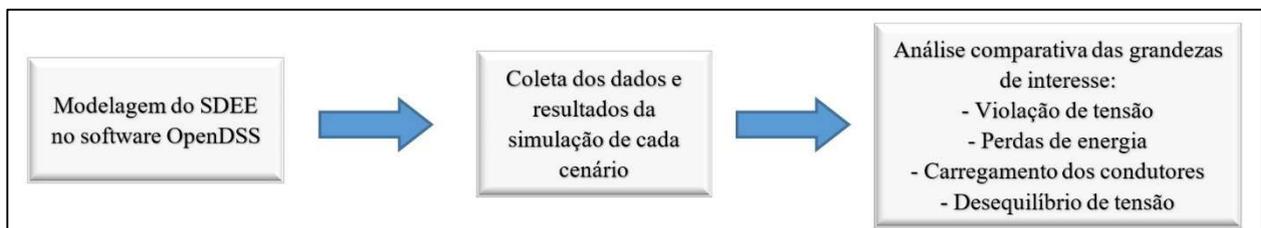
| Cenário | Potência instalada de GDs [kW] | Potência instalada de DAs [kW] |
|---------|--------------------------------|--------------------------------|
| 1 | 0 | 0 |
| 2 | 3.000 | 0 |
| 3 | 3.000 | 5.200 |

Fonte: Autor

Para o primeiro cenário, considerou-se a rede de distribuição em seu caso base, sem a presença de GDs e DA. Porém, com a finalidade de preparar a rede para as situações subsequentes, e de modo que facilitasse uma melhor identificação dos impactos causados pelas mudanças de cada cenário, fez-se alterações em alguns parâmetros do sistema. Nesse sentido, foram experimentadas diversas configurações com alterações nas cargas e/ou no comprimento das linhas da rede, até que as simulações apresentassem uma quantidade satisfatória de ocorrências de violações nos níveis de tensões. Para o segundo cenário, foi considerado uma injeção de energia oriunda da GD, enquanto que para o terceiro cenário, foi proposto a mesma situação que no caso anterior, porém, com a implementação de dispositivos de armazenamento. No Cenário 3 foi considerado DA de diferentes capacidades e localizações, como forma de avaliar a capacidade desses dispositivos em auxiliar a operação das redes de distribuição. Foram analisadas diferentes estratégias de carga e descarga, respeitando os limites operacionais de cada DA. Além disso, para cada um dos cenários, foi feita também uma análise da curva de demanda, a fim de se avaliar a ocorrência de reversão de fluxo de potência.

Ao longo da simulação dos cenários, realizou-se uma análise do fluxo de potência do sistema, a fim de avaliar os parâmetros propostos nesse estudo. O fluxograma mostrado na Figura 3.2 descreve a metodologia adotada na execução da simulação dos cenários já mencionados anteriormente.

Figura 3.2 – Diagrama esquemático da metodologia



Fonte: Autor

3.1 Cenário 1: estruturação do caso base

A determinação dos parâmetros para o caso base se deu pela simulação do fluxo de potência pelo período de uma semana. Durante a simulação, foram coletados os valores de tensão para cada uma das cargas (e suas respectivas fases) da rede teste ao longo de 168 horas. Considerando as características originais da rede, a simulação não detectou nenhuma violação dos níveis de tensão, ou seja, todas as leituras, para cada hora e em cada carga examinada apresentaram tensões dentro da faixa adequada. Dessa forma, a Compensação sob estas condições da rede se manteve zerada.

Estes resultados motivaram a alteração de alguns parâmetros do circuito, de maneira que o mesmo apresentasse uma situação mais favorável ao objetivo deste trabalho. Assim, optou-se por aumentar a potência ativa de base de todas as cargas por um fator de 1,3, além de dobrar o comprimento de todas as linhas que compunham a rede. Com essas mudanças, os resultados da simulação passaram a apresentar tensões tanto na faixa precária, quanto na faixa crítica de violações, mas não a ponto de inviabilizar o seu correto funcionamento após a inserção da GD no Cenário 2, e posteriormente dos DA para as últimas análises.

Por fim, além dos níveis de tensão, calculou-se também o desequilíbrio de tensão para as cargas trifásicas ao longo do período da simulação, sendo elas a 634, 670, 671 e 675. A exceção da carga 671, as demais contam com parâmetros diferentes em cada uma das fases, e por conta disso, o cálculo do fator de

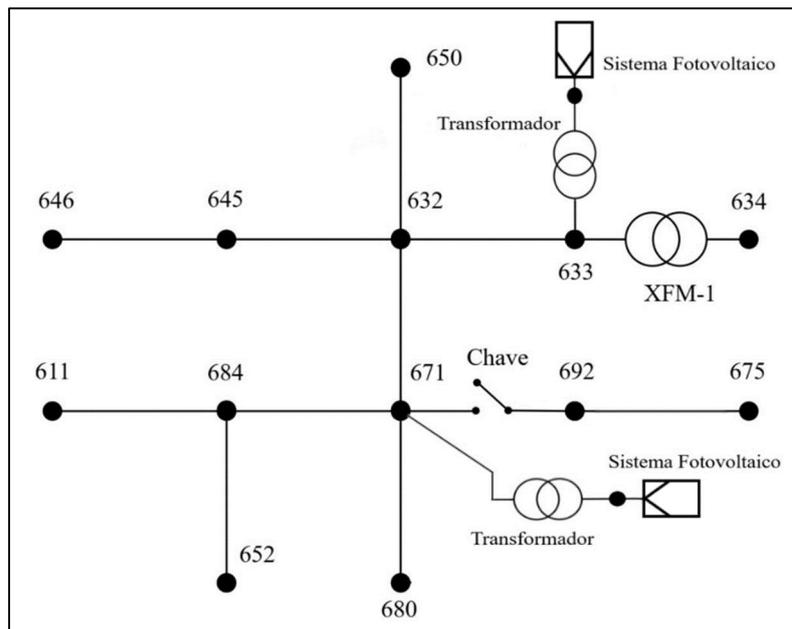
desequilíbrio exigiu uma abordagem um pouco mais complexa. Para cada leitura horária, obteve-se as tensões de linha das respectivas cargas, com as quais calculou-se o parâmetro β por meio da equação (2.10), e, posteriormente, foi possível calcular o fator de desequilíbrio para as cargas restantes: 634, 670 e 675.

3.2 Cenário 2: adição de Geração Distribuída

Para o segundo cenário, foram modeladas as unidades de geração fotovoltaica a serem conectadas ao sistema por meio do objeto *PVSystem*, disponível no OpenDSS, o qual exige uma série de parâmetros para a sua implementação, como potência do sistema, número de fases, tensão e irradiância. A geração de cada unidade fotovoltaica é determinada por uma curva do tipo *Loadshape* cujos pontos representam a irradiância para cada hora da simulação. Os dados da irradiância foram extraídos de uma plataforma digital de dados climáticos (“Renewables.ninja”), considerando como local base a cidade de Porto Alegre, RS. Além disso, determinou-se também uma curva de eficiência do sistema fotovoltaico, a qual relaciona a eficiência de geração com sua potência de saída.

Com o objetivo de evitar uma concentração de injeção de energia no sistema num único ponto, optou-se por conectar duas unidades de GD fotovoltaica em locais diferentes do circuito, ambas com potência nominal de 1.500 kW. A escolha do local de conexão de ambos os geradores de energia solar foi feita com base no número de fases (visto que nem todas as barras da rede teste são trifásicas), bem como pela posição relativa no circuito, a fim de distribuir a injeção de energia. Os locais escolhidos foram na barra 671 e 633, porém, para ligar as unidades de GD ao circuito, foi usado um transformador elevador, a fim de manter o nível de tensão coerente com o resto do sistema. Mais detalhes sobre o objeto *PVSystem* e sua *Loadshape* associada são mostrados nos Apêndices A e B. A Figura 3.3 mostra o diagrama unifilar da rede com a presença de GD.

Figura 3.3 – Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras para o Cenário 2



Fonte: adaptado de (FREITAS, 2015)

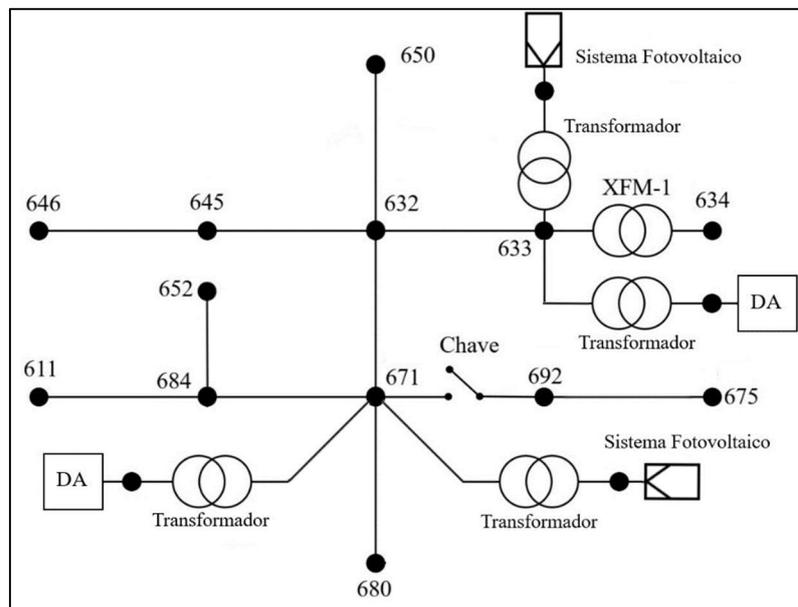
3.3 Cenário 3: adição dos Dispositivos de Armazenamento

No terceiro cenário, foram acrescentados à rede DAs, implementados por meio do objeto *Storage*, e configurados para operarem como baterias. Da mesma forma que as unidades de GD, para o correto funcionamento dos DAs é necessário que se definam inúmeros parâmetros de operação. Tendo o objetivo de auxiliar na operação da rede, os DAs tiveram seus regimes de carga e descarga regidos por uma curva do tipo *Loadshape*, a qual apresenta valores negativos para momentos em que a energia deve ser armazenada, e positivos quando deve ser despachada para o sistema. Os valores dessa curva foram determinados de maneira que o comportamento dos DAs correspondesse à necessidade da rede em relação

ao nível de injeção de energia oriunda da GD, ou seja, para uma maior injeção de energia dos sistemas fotovoltaicos, os DAs operam com uma taxa maior de carregamento, a fim de suavizar a curva de demanda do sistema, além de evitar a ocorrência de reversão de fluxo de potência.

Para aumentar a eficiência, no âmbito de auxiliar a operação da rede, foram alocados dois bancos de baterias nos mesmos pontos do circuito onde as unidades de geração fotovoltaica, ou seja, nas barras 633 e 671. Cada banco de bateria foi programado com uma potência de saída nominal igual à 560 kW, com uma capacidade de acumular um total de 2600 kWh de energia e 1% de capacidade de reserva (ou seja, com 1% da sua capacidade nominal situações de operação emergencial). Além disso, o dispositivo de armazenamento possui uma eficiência de 95%, tanto para carga quanto para descarga. Mais detalhes sobre o objeto *Storage* e sua *Loadshape* associada são mostrados nos Apêndices C e D. A Figura 3.4 a seguir mostra o diagrama unifilar do circuito com a configuração do Cenário 3.

Figura 3.4 – Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras para o Cenário 3



Fonte: adaptado de (FREITAS, 2015)

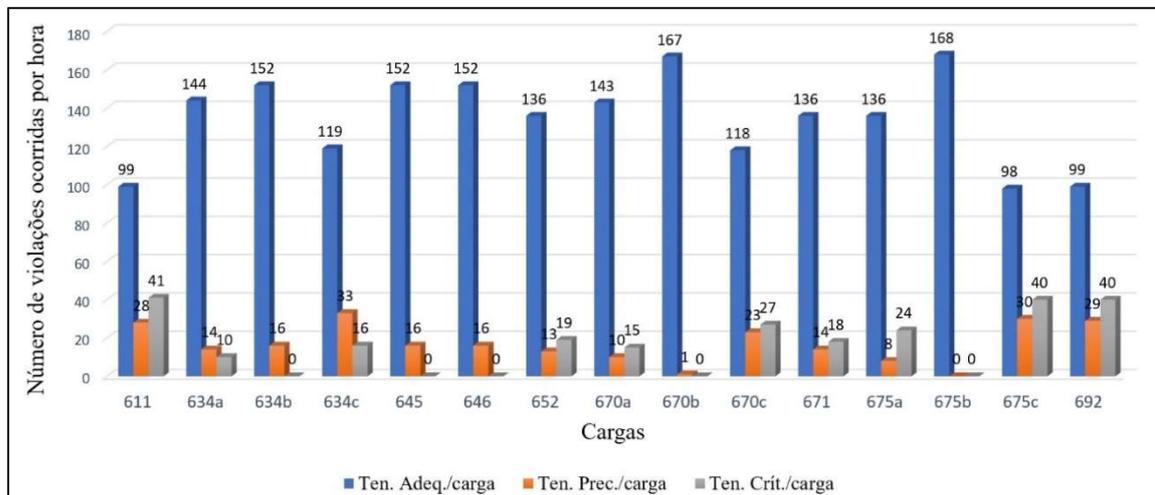
4 SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Os resultados das simulações executadas sobre a rede teste IEEE 13 barras foram divididos para cada um dos cenários propostos, a fim de facilitar a interpretação dos impactos causados pelas mudanças de cada uma das situações.

4.1 Cenário 1

Após as modificações feitas na rede a fim de adaptá-la ao propósito deste estudo, conforme exposto na Seção 3.1, a simulação passou a mostrar a ocorrência de violações dos níveis de tensão em 14 dos 15 nós analisados, tanto para a faixa de tensões precárias, quanto para tensões críticas. Das 2520 leituras feitas ao longo da simulação (sendo uma leitura para cada hora e para cada um dos 15 nós analisados), 80,12% se mantiveram com tensões adequadas, 9,96% com violação da faixa de tensão precária, e 9,92% da faixa de tensão crítica. Vale destacar um maior número de violações nas cargas 611, 692, e na fase C da carga 675, conforme pode ser visto na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Número de violações por hora em cada carga para o Cenário 1



Fonte: Autor

Com as violações dos níveis de tensão contabilizadas, foi possível calcular os indicadores de *DRP* e *DRC* para cada um dos nós avaliados, cujo comportamento pode ser visto na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Resultado dos indicadores de *DRP* e *DRC* em cada nó para o Cenário 1

| | 611 | 634a | 634b | 634c | 645 | 646 | 652 | 670a | 670b | 670c | 671 | 675a | 675b | 675c | 692 |
|------------|-------|------|------|-------|------|------|-------|------|------|-------|-------|-------|------|-------|-------|
| <i>DRP</i> | 16,67 | 8,33 | 9,52 | 19,64 | 9,52 | 9,52 | 7,74 | 5,95 | 0,60 | 13,69 | 8,33 | 4,76 | 0,00 | 17,86 | 16,67 |
| <i>DRC</i> | 24,40 | 5,95 | 0,00 | 9,52 | 0,00 | 0,00 | 11,31 | 8,93 | 0,00 | 16,07 | 10,71 | 14,29 | 0,00 | 23,81 | 24,40 |

Fonte: Autor

Usando os valores de *DRP* e *DRC* apresentados, aliados a quantidade total de energia lida em cada uma das cargas ao longo da simulação, e considerando uma TUSD de 0,41 R\$/kWh, foi possível obter o valor da Compensação para este cenário de teste, cujo valor encontrado foi de R\$ 36.555,62. Em relação ao desequilíbrio de tensão, todas as 4 cargas avaliadas tiveram seu *FD*(%) acima do permitido, como pode ser visto no Quadro 4.1.

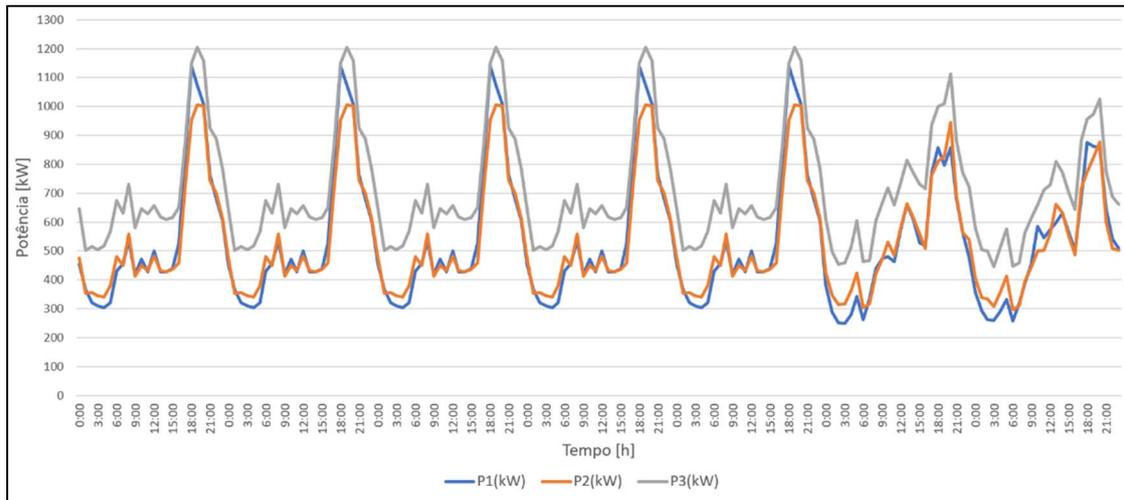
Quadro 4.1 – Desequilíbrio de tensão nas cargas trifásicas para o Cenário 1

| Carga | Limite | FD95% |
|-------|--------|--------|
| 634 | 3,0 % | 4,70 % |
| 670 | 2,0 % | 5,74 % |
| 671 | 2,0 % | 3,92 % |
| 675 | 2,0 % | 9,46 % |

Fonte: Autor

Por fim, a curva de demanda do alimentador, mostrada na Figura 4.2, representa todo o fluxo de potência ao longo da simulação dos 7 dias. É possível perceber que, apesar de valores altos, especialmente na fase C do circuito, em nenhum momento foi constatado reversão de fluxo de potência, visto que só há cargas passivas conectadas ao sistema.

Figura 4.2 – Curva de demanda do circuito para o Cenário 1

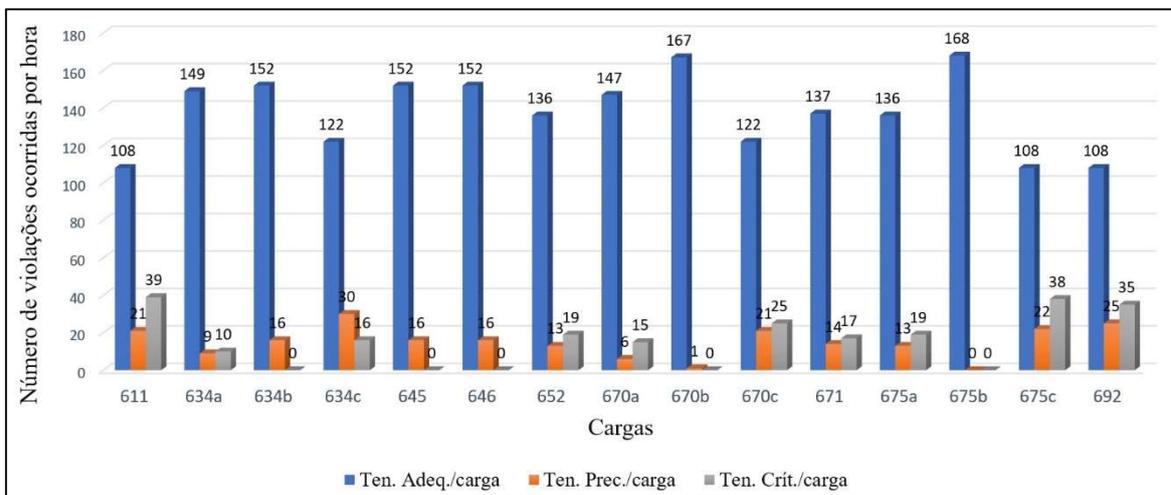


Fonte: Autor

4.2 Cenário 2

Com o acréscimo das unidades de geração de energia fotovoltaica, foi possível perceber pequenas diferenças nos resultados da simulação. Apesar da potência nominal de 3 MW da geração distribuída, não foram constatadas alterações significativas nos níveis de tensões da rede, bem como do número de ocorrências de violações das faixas precária e crítica de tensão, resultado este que é ilustrado na Figura 4.3. Dessa forma, no total de leituras feitas, 81,90% se mantiveram dentro da faixa adequada, 8,85% na faixa precária, e 9,25% na faixa de tensões críticas.

Figura 4.3 – Número de violações por hora em cada carga para o Cenário 2



Fonte: Autor

Assim como no Cenário 1, foram calculados os indicadores de *DRP* e *DRC* sendo que em 9 dos 15 pontos analisados ocorreram alterações. Em concordância com a baixa variação nas violações dos níveis de tensões, os valores dos índices de transgressão relativa para tensões precárias e críticas não apontaram mudanças representativas, com uma redução percentual máxima de 40% na carga 670a, e uma única ocorrência de aumento percentual, igual à 63% na carga 675a. Os resultados para o *DRP* e *DRC* são mostrados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Resultado dos indicadores de DRP e DRC em cada nó para o Cenário 2

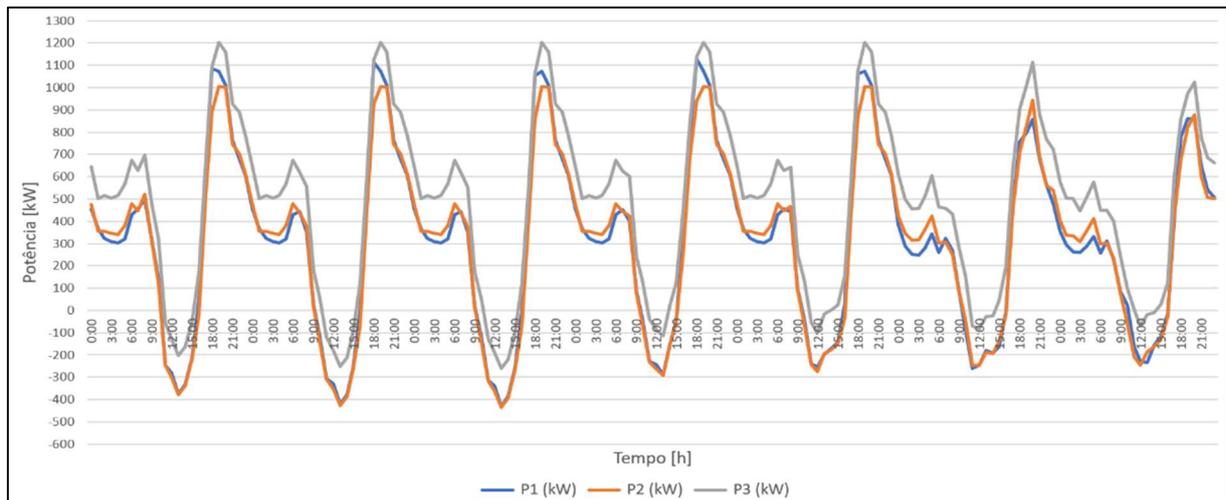
| | 611 | 634a | 634b | 634c | 645 | 646 | 652 | 670a | 670b | 670c | 671 | 675a | 675b | 675c | 692 |
|-----|-------|------|------|-------|------|------|-------|------|------|-------|-------|-------|------|-------|-------|
| DRP | 12,50 | 5,36 | 9,52 | 17,86 | 9,52 | 9,52 | 7,74 | 3,57 | 0,60 | 12,50 | 8,33 | 7,74 | 0,00 | 13,10 | 14,88 |
| DRC | 23,21 | 5,95 | 0,00 | 9,52 | 0,00 | 0,00 | 11,31 | 8,93 | 0,00 | 14,88 | 10,12 | 11,31 | 0,00 | 22,62 | 20,83 |

Fonte: Autor

Analogamente ao que foi feito no Cenário 1, pode-se calcular o valor a ser compensado de acordo com os indicadores de *DRP* e *DRC*. Assim, a Compensação para o cenário com presença da Geração Distribuída foi igual à R\$ 32.366,02, o que representa uma redução de 11% em relação ao primeiro caso. Ainda em consonância com o baixo impacto nos níveis de tensão devido a conexão da GD, o desequilíbrio de tensão também não foi afetado, a ponto de manter os mesmos valores que no caso anterior.

Porém, ao se analisar a curva de demanda, fica evidente o impacto causado pela energia fotovoltaica, especialmente nos momentos do dia com maior nível de geração, que normalmente se dá entre as 11 e 15 horas. Com esse nível de injeção de energia, observou-se a ocorrência de reversão de fluxo no circuito em todos os dias da simulação, como pode ser visto na Figura 4.4. É fácil notar também que a geração de energia fotovoltaica não contribui de maneira significativa para a qualidade da energia na rede muito em virtude do fato de que os horários em que atua com mais intensidade não são os mesmos em que a demanda do sistema é maior, ou seja, no período da noite.

Figura 4.4 – Curva de demanda no circuito para o Cenário 2

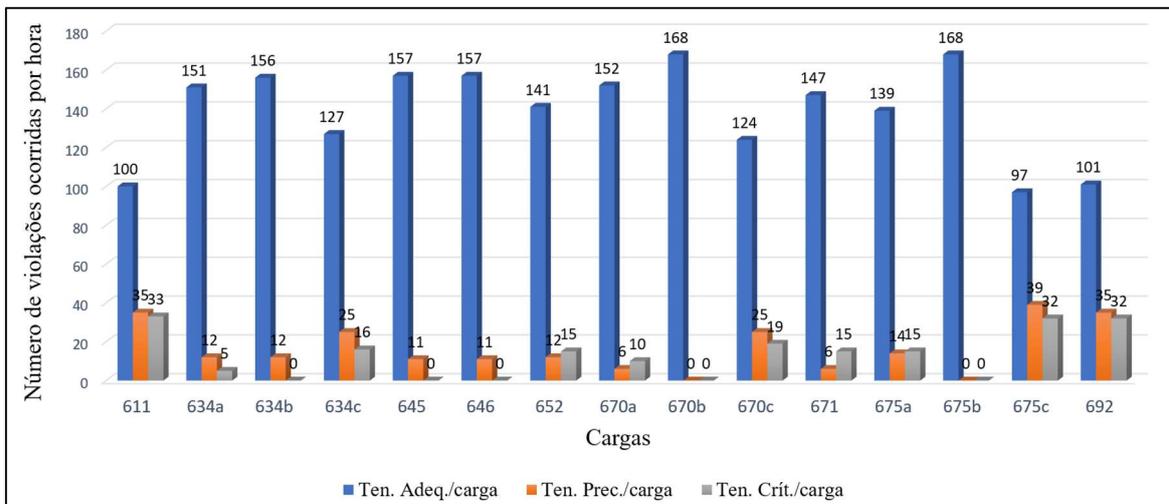


Fonte: Autor

4.3 Cenário 3

A conexão dos Dispositivos de Armazenamento ao sistema, de forma semelhante aos casos anteriores, não apresentou impactos relevantes nos níveis de tensão, apesar de apresentar uma leve melhora. Das 2520 leituras, 82,74% ficaram dentro da faixa adequada, 9,64% na faixa precária e 7,62% na faixa crítica de tensão. A Figura 4.5 mostra a distribuição de ocorrências de cada leitura para cada carga.

Figura 4.5 – Número de violações por hora em cada carga para o Cenário 2



Fonte: Autor

Conforme os dois primeiros casos, calculou-se novamente os índices de *DRP* e *DRC* para a situação com a presença dos bancos de baterias, cujos resultados são mostrados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Resultado dos indicadores de *DRP* e *DRC* em cada nó para o Cenário 3

| | 611 | 634a | 634b | 634c | 645 | 646 | 652 | 670a | 670b | 670c | 671 | 675a | 675b | 675c | 692 |
|------------|-------|------|------|-------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|-------|-------|
| <i>DRP</i> | 20,83 | 7,14 | 7,14 | 14,88 | 6,55 | 6,55 | 7,14 | 3,57 | 0,00 | 14,88 | 3,57 | 8,33 | 0,00 | 23,21 | 20,83 |
| <i>DRC</i> | 19,64 | 2,98 | 0,00 | 9,52 | 0,00 | 0,00 | 8,93 | 5,95 | 0,00 | 11,31 | 8,93 | 8,93 | 0,00 | 19,05 | 19,05 |

Fonte: Autor

Porém, para este terceiro cenário foi possível notar algumas diferenças mais relevantes nos resultados, como a ocorrência de um aumento do valor de *DRP* em 46,7% dos nós avaliados. Em contrapartida, para todos os nós que tiveram seu *DRC* alterado (do Cenário 2 para o Cenário 3), em 100% essa mudança foi uma redução desse índice. A consequência disso é uma redução importante no valor de Compensação a ser contabilizado para este cenário, totalizando R\$ 24.670,69, uma diferença de 23,78% para o caso anterior. Apesar da presença de DAs conectados à rede, essa diminuição no valor a ser compensado se justifica, pois, a redução dos valores de *DRP*, aliado ao aumento dos índices de *DRC* tem um impacto muito maior no cálculo. Isso se dá pelo fato de que a tolerância a ocorrências de violações críticas é sensivelmente menor do que às violações precárias, logo, a penalização tem um peso mais evidente no resultado final.

Quanto à avaliação do desequilíbrio de tensões, a simulação do terceiro cenário apontou uma pequena redução no *FD*(%) para as cargas trifásicas. Porém, todos permaneceram acima do limite correspondente aos respectivos níveis de tensão, como é mostrado no Quadro 4.2.

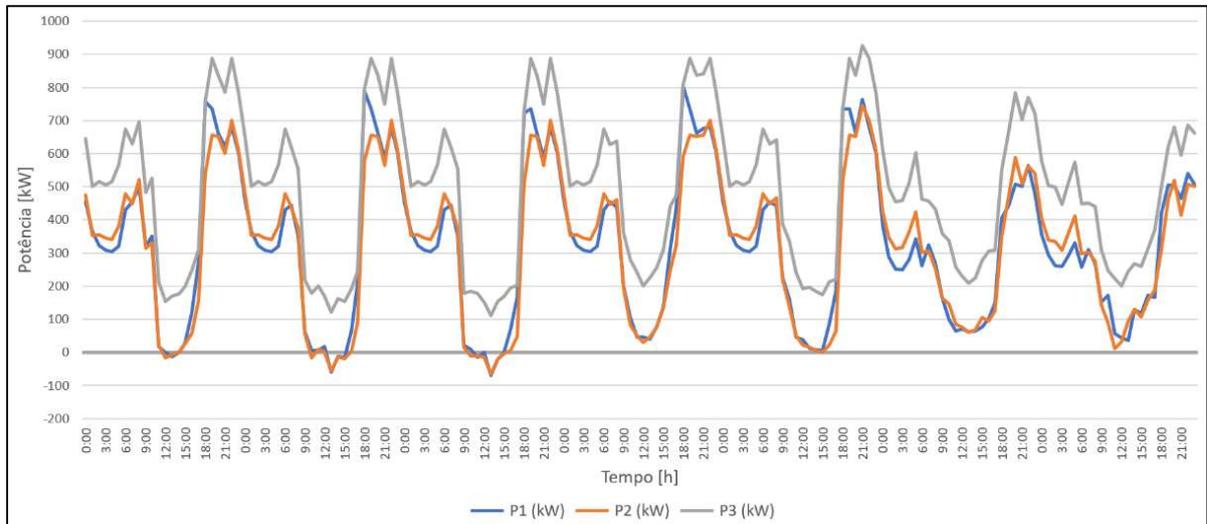
Quadro 4.2 – Desequilíbrio de tensão nas cargas trifásicas para o Cenário 3

| Carga | Limite | FD95% |
|-------|--------|--------|
| 634 | 3,0 % | 4,19 % |
| 670 | 2,0 % | 5,09 % |
| 671 | 2,0 % | 3,38 % |
| 675 | 2,0 % | 8,35 % |

Fonte: Autor

O principal impacto da adição de DAs pode ser visto na curva de demanda do alimentador e na mudança de comportamento observada no fluxo de potência, como é mostrado na Figura 4.6.

Figura 4.6 – Curva de demanda no circuito para o Cenário 3



Fonte: Autor

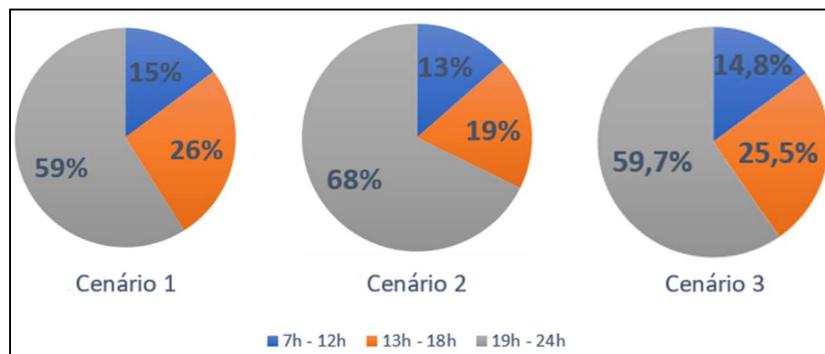
Apesar da simulação deste cenário ainda apresentar raras ocorrências de reversão de fluxo de potência, é fácil notar que a adição de bancos de baterias ao sistema causou uma melhora significativa nesse aspecto. Além de evitar ocorrências de fluxo reverso, a presença de DAs foi capaz também de suavizar a curva nos momentos de maior injeção de energia oriunda da GD, bem como de diminuir o pico durante os momentos de maior consumo. Resultados mais detalhados sobre a operação dos DAs são mostrados no Apêndice E.

4.4 Análise comparativa

Após uma análise dos resultados expostos para cada cenário, foi possível perceber que a avaliação sobre a QEE pela variação dos níveis de tensão mostrou-se ineficaz, visto que tanto para as mudanças feitas no sistema para o segundo cenário quanto para o terceiro, notou-se uma variação muito baixa para cada faixa de tensão. Estes resultados justificam-se, uma vez que a rede teste de 13 barras do IEEE apresenta impedâncias de curto circuito muito baixas, o que contribui para uma baixa variação nas tensões, mesmo após a inclusão das unidades fotovoltaicas e dos bancos de bateria.

Outro ponto a ser destacado em relação a fraca influência na variação das tensões da rede após as modificações apoia-se na natureza dos dispositivos acrescentados a cada cenário. De acordo com a curva de carga do sistema, o período de maior consumo (logo, com maior probabilidade de ocorrência de sobretensões) se dá das últimas horas de cada dia. A GD, representada por sistemas fotovoltaicos, se caracteriza por uma maior injeção de energia na rede no período das 11h às 15h. Logo, é fácil notar que essa defasagem entre os momentos de maior consumo e de maior injeção oriunda da GD compromete um impacto mais evidente no controle dos níveis de tensão. A Figura 4.7 mostra a variação percentual para cada cenário das violações da faixa precária de tensão por intervalo de tempo. É possível verificar que, independentemente do cenário, os percentuais para cada intervalo de tempo mostram-se pouco afetados.

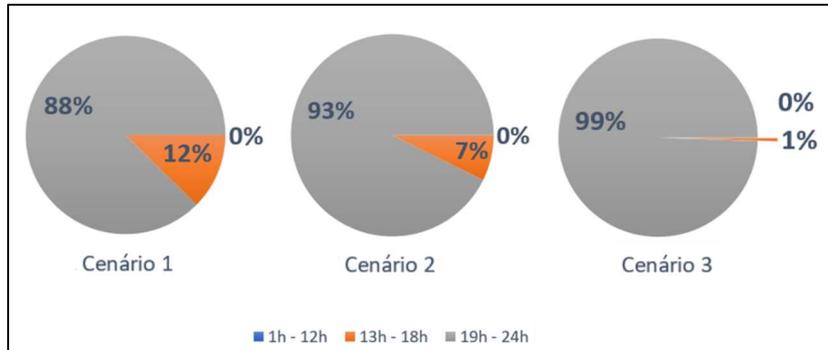
Figura 4.7 – Violações da faixa precária de tensão por intervalos de tempo para cada cenário



Fonte: Autor

Esse comportamento mostra-se ainda mais evidente ao se analisar as variações percentuais ocorridas nas violações na faixa crítica de tensão, mostradas na Figura 4.8. Observa-se que, com a inclusão das unidades fotovoltaicas e, especialmente dos DAs, praticamente todas violações concentram-se no horário das 19h às 24h.

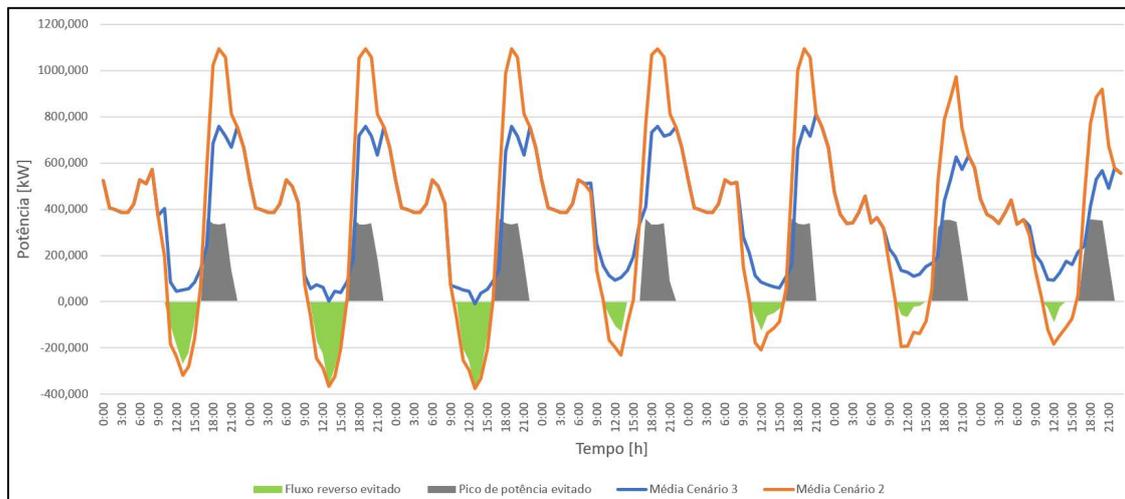
Figura 4.8 – Violações da faixa crítica de tensão por intervalos de tempo para cada cenário



Fonte: Autor

Com relação aos impactos na curva de demanda do alimentador, é possível visualizar o desempenho do sistema com o uso de bancos de baterias na Figura 4.9, na qual as curvas laranja e azul representam os valores médios entre as 3 fases das potências para o Cenário 2 e 3 respectivamente. Embora desconsidere a diferença entre as fases, essa representação evidencia o impacto causado pela presença dos DAs na rede.

Figura 4.9 – Média das três fases das potências no Cenário 2 e 3, fluxo reverso de potência evitado e picos de potência evitados.



Fonte: Autor

Além disso, as áreas preenchidas no gráfico reforçam o impacto positivo do Cenário 3: em verde é mostrado quanto, em média, o fluxo de potência no sentido reverso é evitado pela absorção de energia dos bancos de baterias durante o seu período de carga. Em cinza, é observado a quantidade de energia equivalente à redução dos picos de consumo nos momentos de maior demanda das cargas, a qual ocorre pelo despacho de energia no período de descarga dos DAs. A Tabela 4.4 traz a soma das áreas da figura acima, a fim de facilitar uma análise mais quantitativa.

Tabela 4.4 – Fluxo reverso e consumo em horário de pico evitados.

| Total de fluxo reverso evitado (kWh) | Consumo total evitado em horário de pico (kWh) |
|--------------------------------------|--|
| 4.282,46 | 10.456,92 |

Fonte: Autor

5 CONCLUSÃO

No que diz respeito ao estudo desenvolvido, foi possível verificar que o assunto abordado é de grande importância diante do contexto atual de crescimento em ritmo acelerado da Geração Distribuída. Num primeiro momento, fez-se necessário um aprofundamento do tema, especialmente no âmbito dos sistemas de armazenamento de energia. Além disso, foi feito um estudo específico para se familiarizar com o software OpenDSS e com as ferramentas auxiliares como Python e bibliotecas mais particulares.

Uma vez dominado o conhecimento básico sobre o tema e sobre as ferramentas necessárias, definiu-se a rede teste IEEE 13 barras como base para a simulação, juntamente com os cenários e seus respectivos parâmetros a serem trabalhados. Finalmente iniciou-se a análise de QEE e seus indicadores pela simulação do primeiro caso, no qual não foi adicionado nenhum componente de GD ou DA. Porém, fez-se necessário alterar alguns parâmetros do circuito a fim de viabilizar que o objetivo do estudo fosse alcançado. Assim, foi possível estabelecer um cenário base, no qual a simulação do fluxo de potência mostrou-se com níveis de tensão dentro da faixa adequada em 80,1% das leituras, precária em 9,96% e crítica em 9,92%. Ainda para o cenário base, destaca-se que o valor da Compensação, apesar da alta taxa de tensões dentro da faixa aceitável, apresentou um valor relevante de R\$ 36,555. Por fim, não foi observada nenhuma ocorrência de fluxo reverso na curva de demanda do alimentador para este cenário, no entanto, destaca-se o fato de que nos momentos de maior consumo, os picos de potência atingem até 1200 kW para uma das fases do circuito.

Para o Cenário 2, quando foram acrescentados à rede duas unidades de geração fotovoltaica, foi proposto mostrar o impacto da GD, e o conseqüente aumento no nível de injeção de energia, na QEE. Porém, como mostrado na Seção 4.2, não foi possível notar diferenças significativas nos níveis de tensões com relação à situação anterior. Esse efeito se justifica pelo fato de que, com base nas curvas de carga utilizadas na simulação, as horas de maior demanda na rede não coincidem com o período que o sistema fotovoltaico injeta energia. Assim, observou-se que as violações dos níveis de tensão, observadas principalmente no período da noite, não sofreram influência da GD. Destaca-se, ainda, outra consequência dessa disparidade entre os períodos de maior consumo e injeção: a ocorrência de fluxo de potência no sentido contrário ao alimentador do sistema.

No último cenário, a implementação dos DAs mostrou-se mais eficaz na melhora da QEE, porém somente no âmbito do controle de fluxo reverso. Novamente não foi possível notar uma diferença expressiva na variação das tensões da rede, uma vez que as características de impedância da rede mantiveram-se inalteradas. Destaca-se, entretanto, a redução no valor da Compensação para este terceiro caso, sendo de 23,78% (em relação ao Cenário 2) e de 32,51% (em relação ao Cenário 1). Esse resultado ampara-se no deslocamento de violações de tensão do nível crítico para o nível precário no terceiro cenário, uma vez que violações na faixa crítica de tensões caracterizam-se por uma penalização mais severa no cálculo do valor a ser compensado. Em relação ao controle no fluxo de potência no sentido contrário ao alimentador, comprovou-se a contribuição dos DAs pela análise da curva de demanda mostrada nas seções 4.3 e 4.4. Pode-se ressaltar que os resultados obtidos foram determinados pela forma com a qual os bancos de bateria foram configurados: absorvendo energia da rede durante o período de maior injeção por parte da GD, e despachando essa energia nas horas de maior consumo.

O presente estudo fez uso de uma rede teste do IEEE com características já definidas, mas, com as modificações propostas neste trabalho, foi o suficientemente completa para viabilizar o desenvolvimento do tema, bem como a sua utilização com o software OpenDSS. Fica claro, no entanto, que alguns atributos da rede não contribuíram para análises específicas propostas na pesquisa, o que mostra a necessidade de um aprofundamento na escolha do circuito a ser escolhido, conforme o objetivo desejado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. Decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Poder Executivo, Brasília, DF, 30 de julho de 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm

ABSOLAR. (20 de 08 de 2020). *Energia solar no Brasil cresce mais de cinco vezes em dois anos; veja como funciona*. Fonte: ABSOLAR: <https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-no-brasil-cresce-mais-de-cinco-vezes-em-dois-anos-veja-como-funciona/>

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, 2011.

CHIANDONE, M. et al. **Impact of Distributed Generation on power losses on an actual distribution network**. 2014 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA). **Anais...IEEE**, out. 2014 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7016537/>>

CHOJNOWSKI, T. et al. Reverse Power Mitigation System For Photovoltaic Energy Resources. 2015.

Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm>. Acesso em: 2 dez. 2021.

EESI. **Distributed Generation**. Disponível em: <[https://www.eesi.org/topics/distributed-generation/description#:~:text=Distributed generation \(also called on,coal-fired power plant\).>](https://www.eesi.org/topics/distributed-generation/description#:~:text=Distributed generation (also called on,coal-fired power plant).>).

FATHIMA, A. H.; KALIANNAN PALANISAMY. Energy Management of Distributed Generation Systems. In: MIHET-POPA, L. (Ed.). **Energy Management of Distributed Generation Systems**. [s.l.] InTech, 2016. v. 32p. 137–144.

FREITAS, P. R. R. DE. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. p. 1–189, 2015.

GAUTAM, P. **Reliability Studies of Distribution Systems Integrated**. [s.l: s.n.].

GHAREHPETIAN, G. B.; MOUSAVI AGAH, S. M. **Distributed generation systems: Design, operation and grid integration**. [s.l: s.n.].

GÖRTZ, S. Battery energy storage for intermittent renewable electricity production. A review and demonstration of energy storage applications permitting higher penetration of renewables. **Examensarbete för civilingenjörsexamen i Energiteknik**, p. 82, 2015.

KULARATNA, N. Energy storage devices-a general overview. In: **Energy Storage Devices for Electronic Systems: Rechargeable Batteries and Supercapacitors**. [s.l.] Elsevier Inc., 2015. p. 1–28.

MACHADO, M. F. S. O. **Tutorial para Aplicação do Software OpenDSS na Análise de Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. [s.l: s.n.].

PEREIRA, E. B. et al. Atlas Brasileiro Energia Solar 2ª Edição. **Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais**, p. 88, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL CRESESB, 2014.

POMILIO, J. A.; DECKMANN, S. M. 3. Distúrbios que afetam a Qualidade da Energia Elétrica. In: **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica**. [s.l: s.n.]. p. 1–23.

PORTAL SOLAR. **Os 10 maiores fabricantes de painel solar do mundo – 2018 | Portal Solar - Tudo Sobre Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/os-10-maiores-fabricantes-de-celulas-fotovoltaicas-no-mundo-2018.html>>.

Renewables.ninja. Disponível em: <<https://www.renewables.ninja/>>. Acesso em: 30 out. 2021.

SOLIGADO. Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em:
<<https://www.soligado.com.br/p/energia-solar-fotovoltaica>>.

APÊNCIE A – Dados do objeto *PVSystem* do OpenDSS.

| Parâmetro | Valor |
|---|--------------|
| Número de fases | 3 |
| Tensão de operação | 480 V |
| Potência Nominal (valor base para a curva <i>Loadshape</i>) | 1500 kW |
| Temperatura de operação | 25°C |

APÊNDICE B – Valores da curva de irradiação do objeto *Loadshape* relacionado à geração de energia fotovoltaica

| Hora | Dia 1 | Dia 2 | Dia 3 | Dia 4 | Dia 5 | Dia 6 | Dia 7 |
|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 06:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 07:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 08:00 | 0,003 | 0,016 | 0,016 | 0,007 | 0,003 | 0,012 | 0,01 |
| 09:00 | 0,043 | 0,205 | 0,207 | 0,155 | 0,108 | 0,193 | 0,183 |
| 10:00 | 0,115 | 0,431 | 0,435 | 0,367 | 0,354 | 0,416 | 0,403 |
| 11:00 | 0,362 | 0,637 | 0,644 | 0,562 | 0,56 | 0,622 | 0,608 |
| 12:00 | 0,733 | 0,797 | 0,806 | 0,717 | 0,729 | 0,785 | 0,768 |
| 13:00 | 0,842 | 0,894 | 0,904 | 0,802 | 0,814 | 0,884 | 0,866 |
| 14:00 | 0,871 | 0,92 | 0,93 | 0,78 | 0,68 | 0,913 | 0,902 |
| 15:00 | 0,823 | 0,872 | 0,88 | 0,63 | 0,654 | 0,867 | 0,854 |
| 16:00 | 0,707 | 0,754 | 0,758 | 0,532 | 0,634 | 0,75 | 0,736 |
| 17:00 | 0,522 | 0,575 | 0,576 | 0,239 | 0,539 | 0,574 | 0,561 |
| 18:00 | 0,235 | 0,307 | 0,354 | 0,044 | 0,335 | 0,354 | 0,346 |
| 19:00 | 0,079 | 0,036 | 0,121 | 0,017 | 0,108 | 0,123 | 0,122 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 24:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

APÊNCIDE C – Dados do objeto *Storage* do OpenDSS

| Parâmetro | Valor |
|--|---------------|
| Número de fases | 3 |
| Tensão de operação | 2,4 kV |
| Capacidade de armazenamento de energia | 2600 kWh |
| Taxa de transferência de energia por hora (valor base para a curva <i>Loadshape</i>) | 560 kWh |
| Energia armazenada no início da simulação | 0 kWh |
| Modo de operação | <i>follow</i> |
| Eficiência de descarga | 95% |
| Eficiência de carga | 95% |

APÊNDICE D – Valores da curva de irradiação do objeto *Loadshape* relacionado ao armazenamento de energia.

| Hora | Dia 1 | Dia 2 | Dia 3 | Dia 4 | Dia 5 | Dia 6 | Dia 7 |
|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 01:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 02:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 03:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 04:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 05:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 06:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 07:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 08:00 | -0,0 | -0,0 | -0,00 | -0,00686 | 0,0 | -0,00 | -0,000 |
| 09:00 | -0,00 | -0,0 | -0,00 | -0,10190 | 0,0 | -0,00 | -0,10980 |
| 10:00 | -0,0 | -0,10090 | -0,00 | -0,30966 | -0,34692 | -0,18914 | -0,17934 |
| 11:00 | -0,55476 | -0,32238 | -0,35630 | -0,40076 | -0,54880 | -0,50768 | -0,39494 |
| 12:00 | -0,71834 | -0,85426 | -0,82112 | -0,75266 | -0,78442 | -0,88956 | -0,59584 |
| 13:00 | -0,76516 | -0,95106 | -0,92988 | -0,78596 | -0,79772 | -0,86930 | -0,75264 |
| 14:00 | -1,0 | -1,0 | -1,0 | -0,90440 | -0,56640 | -0,66632 | -0,74868 |
| 15:00 | -0,90654 | -1,0 | -1,0 | -0,61740 | -0,49092 | -0,70474 | -0,78396 |
| 16:00 | -0,65286 | -0,65456 | -0,70240 | -0,50136 | -0,40132 | -0,64966 | -0,63692 |
| 17:00 | -0,20 | -0,19 | -0,20 | 0,00 | -0,1500 | -0,300 | -0,50 |
| 18:00 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,90 | 0,60 |
| 19:00 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| 20:00 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| 21:00 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| 22:00 | 0,40 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 |
| 23:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 24:00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

APÊNDICE E – Resultados dos principais parâmetros de operação de um DA para uma simulação completa.

| Dia | Hora | Energia líquida em um DA (kWh) | Estado | Energia despachada | Energia Absorvida | Perdas Totais |
|------------|-------------|---------------------------------------|---------------|---------------------------|--------------------------|----------------------|
| 1 | 1:00 | 0 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 2:00 | 0 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 3:00 | 0 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 4:00 | 0 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 5:00 | 0 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 6:00 | 0 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 7:00 | 0 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 8:00 | 0 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 9:00 | 0 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 10:00 | 0 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 11:00 | 0 | Carreg. | 0 | 310,664 | 20,8532 |
| | 12:00 | 289,811 | Carreg. | 0 | 402,267 | 25,4333 |
| | 13:00 | 666,644 | Carreg. | 0 | 428,487 | 26,7444 |
| | 14:00 | 1068,39 | Carreg. | 0 | 560 | 33,32 |
| | 15:00 | 1595,07 | Carreg. | 0 | 507,696 | 30,7048 |
| | 16:00 | 2072,06 | Carreg. | 0 | 365,613 | 23,6007 |
| | 17:00 | 2414,07 | Carreg. | 0 | 112 | 10,92 |
| | 18:00 | 2515,15 | Descarreg. | 560,002 | 0 | 35,3685 |
| | 19:00 | 1919,78 | Descarreg. | 518,635 | 0 | 33,1913 |
| | 20:00 | 1367,95 | Descarreg. | 520,366 | 0 | 33,2824 |
| | 21:00 | 814,306 | Descarreg. | 531,348 | 0 | 33,8604 |
| | 22:00 | 249,098 | Descarreg. | 221,35 | 0 | 17,5448 |
| | 23:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 24:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 1:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 2:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 3:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 4:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 5:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 6:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 7:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 8:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 9:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 10:00 | 26 | Carreg. | 0 | 56,5038 | 8,14519 |
| | 11:00 | 74,3586 | Carreg. | 0 | 180,529 | 14,3465 |
| | 12:00 | 240,541 | Carreg. | 0 | 478,371 | 29,2386 |
| | 13:00 | 689,674 | Carreg. | 0 | 532,59 | 31,9495 |
| | 14:00 | 1190,31 | Carreg. | 0 | 559,994 | 33,3197 |
| | 15:00 | 1716,99 | Carreg. | 0 | 560,025 | 33,3213 |
| | 16:00 | 2243,69 | Carreg. | 0 | 366,564 | 23,6482 |

| | | | | | | |
|---|-------|---------|------------|---------|---------|---------|
| | 17:00 | 2586,61 | Carreg. | 0 | 106,4 | 10,64 |
| | 18:00 | 2600 | Descarreg. | 559,987 | 0 | 35,3677 |
| | 19:00 | 2004,65 | Descarreg. | 517,315 | 0 | 33,1218 |
| | 20:00 | 1454,21 | Descarreg. | 520,369 | 0 | 33,2826 |
| | 21:00 | 900,557 | Descarreg. | 531,342 | 0 | 33,8601 |
| | 22:00 | 335,355 | Descarreg. | 277,078 | 0 | 20,4778 |
| | 23:00 | 37,7993 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 24:00 | 37,7993 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 1:00 | 37,7993 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 2:00 | 37,7993 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 3:00 | 37,7993 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 4:00 | 37,7993 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 5:00 | 37,7993 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 6:00 | 37,7993 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 7:00 | 37,7993 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 8:00 | 37,7993 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 9:00 | 37,7993 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 10:00 | 37,7993 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 11:00 | 37,7993 | Carreg. | 0 | 199,52 | 15,296 |
| | 12:00 | 222,023 | Carreg. | 0 | 459,82 | 28,311 |
| | 13:00 | 653,533 | Carreg. | 0 | 520,714 | 31,3557 |
| | 14:00 | 1142,89 | Carreg. | 0 | 560,001 | 33,32 |
| | 15:00 | 1669,57 | Carreg. | 0 | 560,021 | 33,3211 |
| | 16:00 | 2196,27 | Carreg. | 0 | 393,351 | 24,9876 |
| | 17:00 | 2564,63 | Carreg. | 0 | 111,999 | 10,92 |
| | 18:00 | 2600 | Descarreg. | 559,987 | 0 | 35,3677 |
| | 19:00 | 2004,65 | Descarreg. | 519,95 | 0 | 33,2605 |
| | 20:00 | 1451,43 | Descarreg. | 520,368 | 0 | 33,2826 |
| | 21:00 | 897,784 | Descarreg. | 531,337 | 0 | 33,8598 |
| | 22:00 | 332,587 | Descarreg. | 277,079 | 0 | 20,4778 |
| | 23:00 | 35,0308 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 24:00 | 35,0308 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 1:00 | 35,0308 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 2:00 | 35,0308 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 3:00 | 35,0308 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 4:00 | 35,0308 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 5:00 | 35,0308 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 6:00 | 35,0308 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 7:00 | 35,0308 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 8:00 | 35,0308 | Carreg. | 0 | 3,84166 | 5,69254 |
| | 9:00 | 33,1799 | Carreg. | 0 | 57,0641 | 8,17321 |
| | 10:00 | 82,0708 | Carreg. | 0 | 173,4 | 13,99 |
| | 11:00 | 241,481 | Carreg. | 0 | 224,416 | 16,5408 |
| | 12:00 | 449,356 | Carreg. | 0 | 421,467 | 26,3934 |
| | 13:00 | 844,43 | Carreg. | 0 | 440,135 | 27,3267 |

| | | | | | | | |
|---|-------|---------|------------|---------|---------|---------|---|
| | 14:00 | 1257,24 | Carreg. | 0 | 506,476 | 30,6438 | |
| | 15:00 | 1733,07 | Carreg. | 0 | 345,759 | 22,6079 | |
| | 16:00 | 2056,22 | Carreg. | 0 | 280,769 | 19,3585 | |
| | 17:00 | 2317,63 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 18:00 | 2317,63 | Descarreg. | 559,997 | 0 | 35,3683 | |
| | 19:00 | 1722,27 | Descarreg. | 516,71 | 0 | 33,09 | |
| | 20:00 | 1172,47 | Descarreg. | 520,367 | 0 | 33,2825 | |
| | 21:00 | 618,817 | Descarreg. | 531,347 | 0 | 33,8604 | |
| | 22:00 | 53,6088 | Descarreg. | 276,388 | 0 | 20,4415 | |
| | 23:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 24:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| 5 | 1:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 2:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 3:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 4:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 5:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 6:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 7:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 8:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 9:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 10:00 | 26 | Carreg. | 0 | 194,274 | 15,0337 | |
| | 11:00 | 205,24 | Carreg. | 0 | 307,323 | 20,6861 | |
| | 12:00 | 491,877 | Carreg. | 0 | 439,257 | 27,2829 | |
| | 13:00 | 903,852 | Carreg. | 0 | 446,721 | 27,6561 | |
| | 14:00 | 1322,92 | Carreg. | 0 | 317,194 | 21,1797 | |
| | 15:00 | 1618,93 | Carreg. | 0 | 274,919 | 19,066 | |
| | 16:00 | 1874,78 | Carreg. | 0 | 224,738 | 16,5569 | |
| | 17:00 | 2082,97 | Carreg. | 0 | 84 | 9,52 | |
| | 18:00 | 2157,45 | Descarreg. | 560,002 | 0 | 35,3685 | |
| | 19:00 | 1562,08 | Descarreg. | 519,54 | 0 | 33,2389 | |
| | 20:00 | 1009,3 | Descarreg. | 520,368 | 0 | 33,2825 | |
| | 21:00 | 455,646 | Descarreg. | 531,339 | 0 | 33,8599 | |
| | | 22:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | | 23:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | | 24:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| 6 | 1:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 2:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 3:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 4:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 5:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 6:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 7:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 8:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 9:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 | |
| | 10:00 | 26 | Carreg. | 0 | 105,918 | 10,6159 | |

| | | | | | | |
|---|-------|---------|------------|---------|---------|---------|
| | 11:00 | 121,302 | Carreg. | 0 | 284,295 | 19,5348 |
| | 12:00 | 386,063 | Carreg. | 0 | 498,152 | 30,2276 |
| | 13:00 | 853,988 | Carreg. | 0 | 486,804 | 29,6602 |
| | 14:00 | 1311,13 | Carreg. | 0 | 373,128 | 23,9764 |
| | 15:00 | 1660,28 | Carreg. | 0 | 394,667 | 25,0533 |
| | 16:00 | 2029,9 | Carreg. | 0 | 363,822 | 23,5111 |
| | 17:00 | 2370,21 | Carreg. | 0 | 168 | 13,72 |
| | 18:00 | 2524,49 | Descarreg. | 504,016 | 0 | 32,4219 |
| | 19:00 | 1988,05 | Descarreg. | 552,599 | 0 | 34,9789 |
| | 20:00 | 1400,47 | Descarreg. | 548,397 | 0 | 34,7577 |
| | 21:00 | 817,317 | Descarreg. | 538,125 | 0 | 34,2171 |
| | 22:00 | 244,975 | Descarreg. | 278,487 | 0 | 20,552 |
| | 23:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 24:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 1:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 2:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 3:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 4:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 5:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 6:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 7:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 8:00 | 26 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 9:00 | 26 | Carreg. | 0 | 61,4872 | 8,39436 |
| | 10:00 | 79,0928 | Carreg. | 0 | 100,428 | 10,3414 |
| | 11:00 | 169,18 | Carreg. | 0 | 221,166 | 16,3783 |
| | 12:00 | 373,967 | Carreg. | 0 | 333,668 | 22,0034 |
| | 13:00 | 685,632 | Carreg. | 0 | 421,477 | 26,3938 |
| | 14:00 | 1080,71 | Carreg. | 0 | 419,254 | 26,2827 |
| | 15:00 | 1473,69 | Carreg. | 0 | 439,02 | 27,271 |
| | 16:00 | 1885,44 | Carreg. | 0 | 356,691 | 23,1546 |
| | 17:00 | 2218,97 | Carreg. | 0 | 280,008 | 19,3204 |
| | 18:00 | 2479,66 | Descarreg. | 336,005 | 0 | 23,5792 |
| | 19:00 | 2120,08 | Descarreg. | 558,011 | 0 | 35,2637 |
| | 20:00 | 1526,8 | Descarreg. | 554,673 | 0 | 35,088 |
| | 21:00 | 937,04 | Descarreg. | 548,965 | 0 | 34,7876 |
| | 22:00 | 353,287 | Descarreg. | 280,003 | 0 | 20,6317 |
| | 23:00 | 52,6521 | Inativo | 0 | 0 | 0 |
| | 24:00 | 52,6521 | Inativo | 0 | 0 | 0 |