

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIAS E SAÚDE
DEPARTAMENTO DE ENERGIA E SUSTENTABILIDADE
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

Lucas Zanela Delmasquio

**Implementação do Fluxo de Potência pelo Método de Newton-Raphson Considerando
Geração Distribuída e Veículos Elétricos**

Araranguá

2022

Lucas Zanela Delmasquio

**Implementação do Fluxo de Potência pelo Método de Newton-Raphson Considerando
Geração Distribuída e Veículos Elétricos**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia de Energia do Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde da Universidade Federal de Santa Catarina, como requisito para a obtenção do título de Engenheiro/a de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Elizeire Bremermann

Araranguá

2022

Lucas Zanela Delmasquio

**Implementação do Fluxo de Potência pelo Método de Newton-Raphson Considerando
Geração Distribuída e Veículos Elétricos**

O presente Trabalho de Conclusão de Curso, do Curso de Engenharia de Energia, foi avaliado e aprovado pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Dr. Leonardo Elizeire Bremermann (orientador)
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que essa é a versão original e final do trabalho que foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro/a de Energia.

Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher
Coordenador do Curso

Prof. Dr. Leonardo Elizeire Bremermann
Orientador ou Coorientador

Lucas Zanela Dealmasquio
Autor

Araranguá, 01 de agosto de 2022.

Este trabalho é dedicado aos meus pais, que sempre me deram o apoio necessário para concluir esse objetivo, a toda minha família, que mesmo longe sempre se fez presente na minha rotina, a todos os meus companheiros de faculdade, que seguiram comigo nesta jornada, e ao meu Professor Orientador Leonardo, que me deu suporte necessário para este trabalho.

RESUMO

O Sistema Elétrico de Potência pode ser dividido em três grandes blocos: geração, transmissão e distribuição, no qual a energia escoa do gerador até o consumidor final. Essa estrutura convencional está sendo alterada com a inserção de novas tecnologias como veículos elétricos e geração distribuída. Com a entrada desses equipamentos e a tendência de aumento do consumo de energia com o tempo, compreender o funcionamento dessa nova estrutura é fundamental para planejar e operar o sistema elétrico brasileiro. Para isso, a avaliação estática é uma metodologia largamente utilizada nas empresas de transmissão e distribuição e traz informações valiosas que contribuem para o planejamento da operação do sistema. Esta metodologia é conhecida como fluxo de potência (ou fluxo de carga) e baseia-se em métodos matemáticos para analisar os parâmetros de um sistema. Os resultados se traduzem no conhecimento das variáveis elétricas da rede para uma determinada condição do sistema. Estas variáveis são: as tensões e correntes fasoriais e as potências ativa e reativa do sistema, bem como as perdas de potência. Neste trabalho implementa-se um código no software Matlab, baseado no método de Newton-Raphson, para avaliar o fluxo de carga de sistemas elétricos de potência, encontrar o perfil de tensão das redes e as perdas elétricas envolvidas, considerando a entrada de geração distribuída e veículos elétricos na modalidade V2G nesta rede. Valida-se a implementação do código a partir de um sistema exemplo de três barras. Com o mesmo sistema de três barras, altera-se as variáveis da rede e analisa-se cinco cenários distintos de operação de uma rede de distribuição: horário fora de pico, horário fora de pico com geração distribuída, horário de pico, horário de pico com veículos elétricos na modalidade V2G e horário de pico com veículos elétricos na modalidade V2G e geração distribuída. Em todos os cenários, encontra-se uma melhora no perfil de tensão e diminui-se as perdas elétricas do sistema em análise, com destaque para a simulação 2 que reduziu cerca de 69,9% das perdas elétricas do cenário anterior e para a simulação 5 que reduziu cerca de 69% das perdas elétricas quando comparado com a simulação 3. Ainda, neste trabalho, não foram considerados os limites de transmissão das linhas e dos geradores e, portanto, estes resultados têm por objetivo avaliar a ferramenta implementada para diferentes cenários do sistema exemplo.

Palavras-chave: Redes de Distribuição de Energia. Fluxo de Potência. Newton Raphson. Veículos Elétricos. Geração Distribuída.

ABSTRACT

The National Interconnect System can be divided in three big groups: generation, transmission and distribution, in this case energy flows through the generator to the final consumer. This conventional structure is being changed with the addition of new technologies, such as electrical vehicles and distributed generation. With the entry of these new equipment and the tendency of a increase in energy consumption over time, understand the operation of these new structure is essential for the operation and planning of Brasil's electrical system. The estatistic avaluation is a methodology that is being used in industries of transmission and distribution. This methodoly brings valuable information that contributes to the planning of the system's operation. It's known as the power flow (or load power), and it's based on Newton Raphson's mathematical method, to analyze the parameters of a system. The results are translated in electrical variables knowledge of the net to a determined system's condition. The variables are: phasor voltages and currents, active and reactive power of the system, and power losses. Based on that, in this work, a code is developed in a software called Matlab, based in Newton's mathematical method to analyze the power flow of a electrical power system, find a net voltage profile and the electrical losses, considering the entry of distribution Generation and electrical vehicles in mode V2G in this net. The code is validated by a three bar example system. With the same three bar system, the net's variable is changed, and five different operations scenarios are analyzed: off-peak hour, off-peak hour with distribution generation, peak hour, peak hour with electrical vehicles and peak hour with electrical vehicles and distribution generation. In all scenarios, a peak voltage improvement is found just as a decrease in electrical losses of the system that is being analysed, highligting simulation 2, which reduced about 69% of electrical losses of the previous scenario and simulation 5, which reduced about 69% of electrical loses of the scenario 3. Yet, the transmission line limits weren't considered in this work, so, the goal of these results is avaluate the tools that were used for different scenarios of the system.

Keywords: Electric Power-line Distribution. Power Flow. Newton Raphson. Electric Vehicles. Distributed Generation.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Matriz energética brasileira..... | 15 |
| Figura 2 – Esquema do Sistema Interligado Nacional. | 15 |
| Figura 3 – Comparação entre geração centralizada e geração distribuída. | 16 |
| Figura 4 – Futuro das redes de energia..... | 17 |
| Figura 5 – Projeção da capacidade instalada de geração distribuída no Brasil. | 18 |
| Figura 6 – Frota de veículos leves 2017 - 2030..... | 18 |
| Figura 7 – PDE 2030 x PDE 2029 - previsão de carga de energia no SIN. | 19 |
| Figura 8 – Fluxo de Potência em um sistema de 3 barras no software Power World. | 30 |
| Figura 9 – Formato geral da matriz jacobiana e suas subdivisões..... | 36 |
| Figura 10 – Sistema utilizado para testar o código desenvolvido pelo autor. | 39 |
| Figura 11 – Perfil de tensão na rede comparando a simulação 1 e 2..... | 45 |
| Figura 12 – Comparativo das perdas elétricas do sistema entre a simulação 1 e 2. | 45 |
| Figura 13 – Perfil de tensão na rede comparando a simulação 1 e 3..... | 47 |
| Figura 14 – Comparativo das perdas elétricas do sistema entre a simulação 1 e 3. | 47 |
| Figura 15 – Perfil de tensão na rede comparando a simulação 3 e 4..... | 50 |
| Figura 16 – Comparativo das perdas elétricas do sistema entre a simulação 3 e 4. | 50 |
| Figura 17 – Perfil de tensão na rede comparando a simulação 4 e 5..... | 52 |
| Figura 18 – Comparativo das perdas elétricas do sistema entre a simulação 4 e 5. | 53 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1 – Resumo dos Fluxos de Potências para Redes de Distribuição. | 31 |
| Tabela 2 – Resumo das descrições das barras. | 33 |
| Tabela 3 – Resumo das informações da planilha Dados de Barra..... | 33 |
| Tabela 4 – Resumo das informações da planilha Dados de Linha. | 34 |
| Tabela 5 – Dados de entrada referente a tabela de barras para o sistema teste. | 40 |
| Tabela 6 – Dados de entrada referente a tabela de linha para o sistema teste. | 40 |
| Tabela 7 – Comportamento do código desenvolvido com o passar das iterações..... | 40 |
| Tabela 8 – Grandezas elétricas de saída nas barras do sistema teste..... | 41 |
| Tabela 9 – Grandezas elétricas de saída nas linhas do sistema teste..... | 41 |
| Tabela 10 – Dados de entrada referente a tabela de barras para o sistema da simulação 1..... | 42 |
| Tabela 11 – Grandezas elétricas de saída nas barras referente a simulação 1..... | 42 |
| Tabela 12 – Grandezas elétricas de saída nas linhas referente a simulação 1..... | 42 |
| Tabela 13 – Dados de entrada referente a tabela de barras para o sistema da simulação 2..... | 43 |
| Tabela 14 – Grandezas elétricas de saída nas barras referente a simulação 2..... | 44 |
| Tabela 15 – Grandezas elétricas de saída nas linhas referente a simulação 2..... | 44 |
| Tabela 16 – Dados de entrada referente a tabela de barras para o sistema da simulação 3..... | 46 |
| Tabela 17 – Grandezas elétricas de saída nas barras referente a simulação 3..... | 46 |
| Tabela 18 – Grandezas elétricas de saída nas linhas referente a simulação 3..... | 46 |
| Tabela 19 – Dados de entrada referente a tabela de barras para o sistema da simulação 4..... | 48 |
| Tabela 20 – Grandezas elétricas de saída nas barras referente a simulação 4..... | 49 |
| Tabela 21 – Grandezas elétricas de saída nas linhas referente a simulação 4..... | 49 |
| Tabela 22 – Dados de entrada referente a tabela de barras para o sistema da simulação 5..... | 51 |
| Tabela 23 – Grandezas elétricas de saída nas barras referente a simulação 5..... | 51 |
| Tabela 25 – Grandezas elétricas de saída nas linhas referente a simulação 5..... | 51 |

SUMÁRIO

| | | |
|--------------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 15 |
| 1.1 | OBJETIVO GERAL | 20 |
| 1.1.1 | Objetivos Específicos | 20 |
| 2 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 21 |
| 2.1 | ESTADO DA ARTE | 21 |
| 2.1.1 | Sem Geração Distribuída e Veículos Elétricos..... | 21 |
| 2.1.2 | Apenas com Geração Distribuída | 22 |
| 2.1.3 | Apenas com Veículos Elétricos | 23 |
| 2.1.4 | Com Geração Distribuída e Veículos Elétricos..... | 25 |
| 2.1.5 | Alocação ideal dos geradores..... | 26 |
| 2.1.6 | Comparação dos métodos de otimização..... | 27 |
| 2.1.7 | Abordagem e indicadores financeiros..... | 28 |
| 2.2 | REFERENCIAL TEÓRICO | 29 |
| 2.2.1 | Fluxo de potência | 29 |
| 2.2.2 | Comparação entre fluxos de potências | 31 |
| 3 | METODOLOGIA..... | 33 |
| 3.1 | MÉTODO DE NEWTON RAPHSON APLICADO AO PROBLEMA DE FLUXO DE CARGA..... | 33 |
| 4 | RESULTADOS E DISCUSSÕES..... | 39 |
| 4.1 | VALIDAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO SEM TRANSFORMADOR | 39 |
| 4.2 | SIMULAÇÃO 1: HORÁRIO FORA DE PICO | 42 |
| 4.3 | SIMULAÇÃO 2: HORÁRIO FORA DE PICO COM GD | 43 |
| 4.4 | SIMULAÇÃO 3: HORÁRIO DE PICO..... | 46 |
| 4.5 | SIMULAÇÃO 4: HORÁRIO DE PICO COM VE | 48 |
| 4.6 | SIMULAÇÃO 5: HORÁRIO DE PICO COM GD E VE | 51 |
| 5 | CONCLUSÃO..... | 54 |

| | | |
|-----|--------------------------|-----------|
| 5.1 | TRABALHOS FUTUROS | 55 |
| | REFERÊNCIAS | 57 |

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é vista como um combustível vital para a sociedade e indispensável ao desenvolvimento socioeconômico dos países. O principal tipo de geração do Brasil é a hidráulica, na qual representa 59,46% da capacidade instalada em operação no país. Em segundo lugar estão as térmicas de variadas fontes, como por exemplo: a gás natural, carvão mineral, combustíveis fósseis, biomassa e nuclear, nas quais totalizam 25,68% da capacidade instalada em operação (ANEEL, 2022). É possível ver a matriz elétrica brasileira no Sistema de Informações de Geração da Aneel (SIGA) conforme a Figura 1.

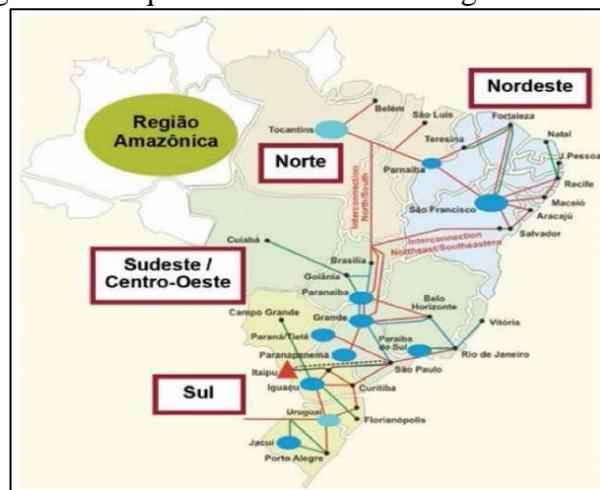
Figura 1 – Matriz elétrica brasileira.

| Tipo | Quantidade | Potência Outorgada (kW) | Potência Fiscalizada (kW) | % (Pot. Fiscalizada) |
|--------------|--------------|-------------------------|---------------------------|----------------------|
| UHE | 219 | 103.172.288,00 | 103.085.022,00 | 55,98% |
| UTE | 3126 | 46.880.307,71 | 45.291.854,11 | 24,60% |
| EOL | 831 | 22.250.858,86 | 22.087.263,86 | 11,99% |
| PCH | 427 | 5.612.089,57 | 5.568.730,57 | 3,02% |
| UFV | 12432 | 5.526.465,08 | 5.277.978,78 | 2,87% |
| UTN | 2 | 1.990.000,00 | 1.990.000,00 | 1,08% |
| CGH | 732 | 843.865,82 | 839.606,82 | 0,46% |
| CGU | 1 | 50,00 | 50,00 | 0,00% |
| Total | 17770 | 186.275.925,04 | 184.140.506,14 | 100,00% |

Fonte: SIGA da ANEEL (2022).

No Brasil, o responsável por escoar a energia gerada é o Sistema Interligado Nacional (SIN) e sua principal função é conectar todas as regiões do país, exceto nos sistemas remotos que estão localizados principalmente na região Norte, conforme pode ser visto na Figura 2.

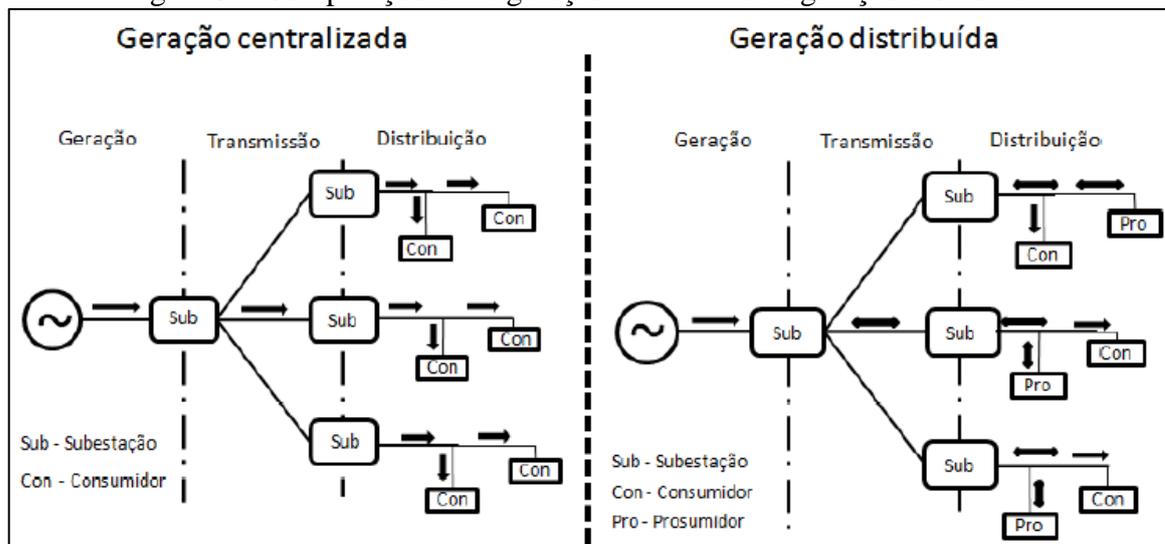
Figura 2 – Esquema do Sistema Interligado Nacional.



Fonte: O Setor Elétrico (2015).

Os sistemas elétricos, em geral, são segmentados em três partes, a fim de conectar a energia gerada ao consumidor: gerador, transmissor e distribuidor. Segundo Torres (2018), o setor de geração é responsável pela produção da energia, o papel da transmissora é conectar os centros produtores às empresas de distribuição por meio de redes de alta tensão e, por fim, a distribuidoras completam o elo entre o sistema elétrico e a sociedade. Na Figura 3 é possível ver os três agentes e como a geração distribuída altera a estrutura centralizada.

Figura 3 – Comparação entre geração centralizada e geração distribuída.



Fonte: Geração Distribuída com armazenamento conectada à rede elétrica (2018).

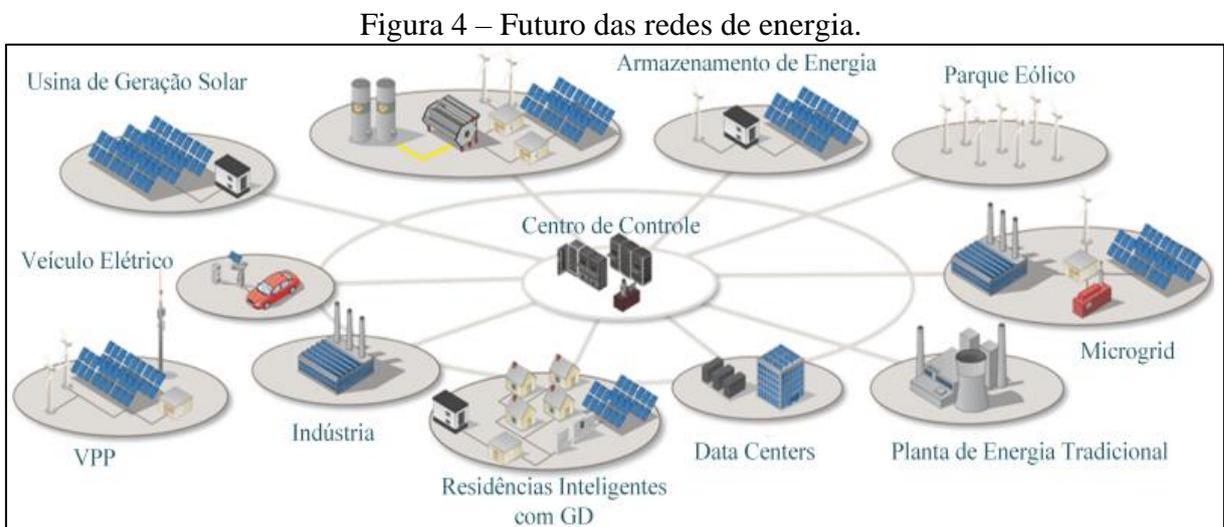
Devido a extensão territorial brasileira, há a necessidade de transmitir energia a longas distâncias. Com isso, Pessoa (2016) aborda que, tradicionalmente, os sistemas de energia contam com grandes usinas centralizadas e ampla rede de linhas de transmissão, tornando a estrutura energética centralizada, sem presença de fontes de energia conectados aos centros de consumo.

Com a ascensão da geração distribuída e dos veículos elétricos, este cenário centralizado está sendo modificado. Nota-se um aumento de geradores descentralizados conectados à rede elétrica em locais próximos aos centros de consumo (prosumidor). A partir dessa mudança, o fluxo de energia que era unidirecional, iniciando do gerador centralizado e fluindo em direção a carga, está sendo alterado e tornando-se bidirecional, podendo fazer o caminho inverso do tradicional.

Por outro lado, devido a fatores diversos, como: rápido crescimento da demanda, questões ambientais como uso de energia renovável, tempo exigido para construção ou ampliação dos sistemas já existentes e menores impactos causados por grandes construções, a produção de energia em pequena escala próximo aos centros de carga está sendo favorecida.

Com isso, duas modalidades estão sendo amplamente estudadas e discutidas: geração distribuída e veículos elétricos.

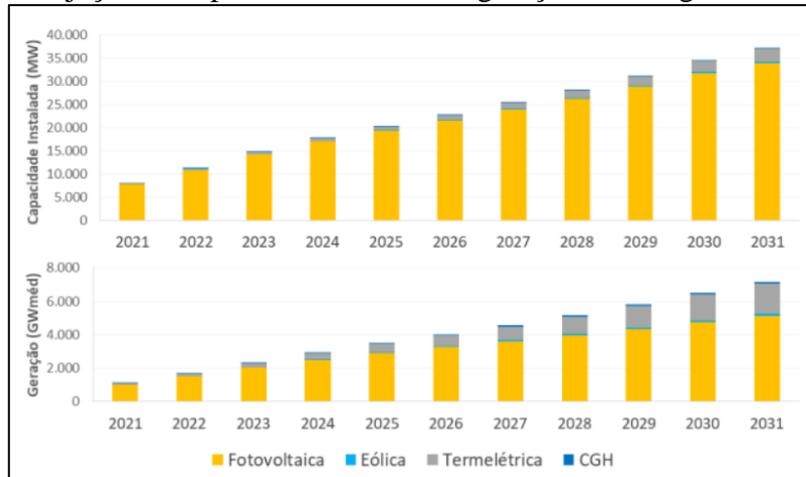
Com essas novas tecnologias, Pessoa (2016) relata que a estrutura energética descentralizada está crescendo nos sistemas elétricos mundiais e, com isso, nota-se uma mudança no paradigma que a estrutura do setor elétrico deve ser baseada na centralização da geração, longe do centro de consumo. Como o fluxo de energia está se tornando bidirecional, novos desafios técnicos e econômicos estão sendo enfrentados. Uma projeção de como serão as redes de energia no futuro pode ser visto na Figura 4, na qual há a interligação de vários componentes diferentes bem próximos umas das outras.



Fonte: Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação (2015).

Segundo o INEE (2020) a geração distribuída é uma expressão designada a geração elétrica realizada junto ou próximo aos consumidores. Essa modalidade inclui: cogeneradores, geradores de emergência, geradores para operar em horário de ponta, módulos fotovoltaicos, gerador eólico, geradores a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. A GD tem vantagens sobre a geração centralizada pois economiza investimentos em transmissão e reduz as perdas nestes sistemas, melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica. Com isso, na Figura 5 é possível notar a projeção de avanço da capacidade instalada e da geração de energia referente à geração distribuída no Brasil.

Figura 5 – Projeção da capacidade instalada e geração de energia da GD no Brasil.

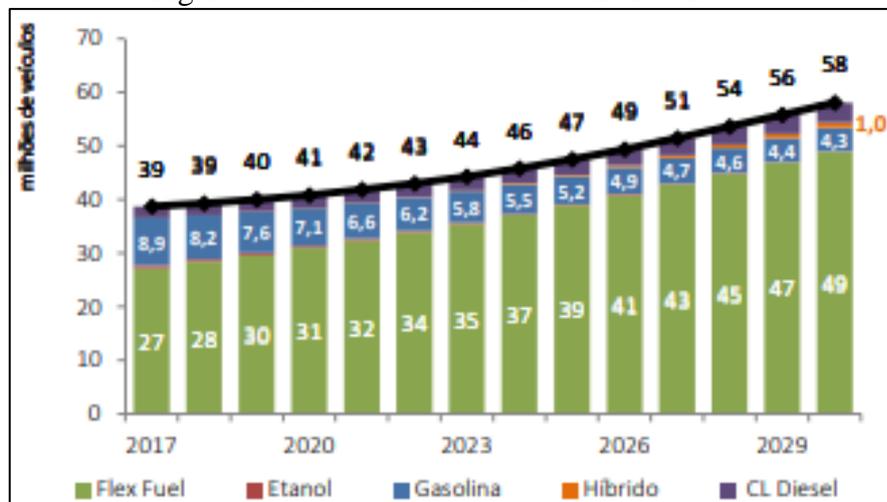


Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (2022).

Em termos de potência, a ANEEL (2015) dividiu a geração distribuída em dois grupos: microgeração e minigeração. O que as diferenciam é a potência do projeto, onde a microgeração apresenta uma potência instalada menor que 75 kW e a minigeração vai deste valor 5 MW, conectadas à rede de distribuição por meio de unidades consumidoras.

A respeito dos veículos elétricos, o INEE (2020) os define como veículos que são acionados por pelo menos um motor elétrico. Segundo Da Silva (2019) eles podem ser classificados como: puros (apenas motor elétrico), híbridos (motor a combustão e motor elétrico), híbridos plug-in (igual ao híbrido, mas as baterias são recarregadas na rede elétrica) e plug-in na configuração V2G (veículo conectado à rede). A projeção futura dos veículos leves pode ser vista na Figura 6.

Figura 6 – Frota de veículos leves 2017 - 2030.

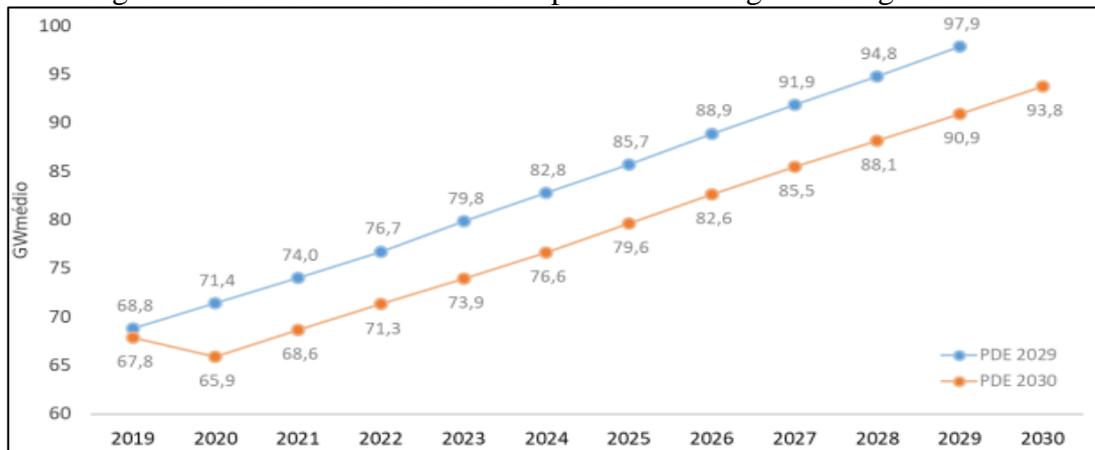


Fonte: Demanda de Energia dos Veículos Leves: 2018-2030 (2018).

Na Figura 6, é possível notar que existe uma tendência do número de veículos leves, tanto com motores a combustão, quanto os veículos híbridos, aumentarem com o passar dos anos. Visto que os veículos híbridos plug-in podem consumir energia da rede, o aumento na frota pode impactar diretamente a operação do sistema elétrico brasileiro e esse cenário se intensifica se considerarmos uma possível substituição dos veículos a combustão interna por veículos elétricos. Por outro lado, um veículo elétrico híbrido plug-in na modalidade veículo conectado à rede (V2G), quando está estacionado, pode ser integrado ao sistema elétrico como um gerador, fornecer energia elétrica e favorecer o funcionamento da rede nos horários de pico.

Sabe-se também que, os países em desenvolvimento como o Brasil, tendem a aumentar seu consumo de energia elétrica ao longo do tempo e isso é visível na Figura 7 que compara a previsão de carga de energia no SIN do PDE 2029 e 2030. Em ambos os cenários se nota que a demanda cresce linearmente a partir de 2020 e a única diferença entre as linhas é que o PDE 2030 apresenta uma queda de consumo entre os anos de 2019 e 2020, devido a pandemia do COVID-19.

Figura 7 – PDE 2030 x PDE 2029 - previsão de carga de energia no SIN.



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (2020).

Com isso, nota-se que a carga no SIN, a frota de veículos elétricos e a geração distribuída apresentam uma tendência de crescimento para os próximos anos. Fica evidente que, entender como estes componentes irão impactar as redes de transmissão e distribuição, é de suma relevância para os operadores e planejadores da rede elétrica brasileira, uma vez que a confiabilidade e continuidade de fornecimento precisa ser mantida.

Outro ponto importante é que quanto maior a energia transitada no Sistema Interligado Nacional (SIN), maior as perdas envolvidas e instabilidade do perfil de tensão da rede. Com isso, utilizar o veículo conectado à rede (V2G) e geração distribuída (GD) para diminuir a carga

nas linhas podem ser uma alternativa viável para tornar os usos do sistema menos custoso para os detentores dos ativos e adequá-los as normas de qualidade, além de aliviar a demanda nos horários de pico.

1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver e validar um código próprio no Software Matlab para calcular o fluxo de potência baseado na metodologia de Newton Raphson. Além disso, analisar quais impactos os Veículos Elétricos Plug-In, na modalidade veículo conectado à rede (V2G), e a Geração Distribuída irão causar no perfil de tensão e nas perdas elétricas de um sistema teste de distribuição com três barras.

1.1.1 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Compreender as projeções futuras do sistema elétrico brasileiro, dos veículos elétricos e da geração distribuída e do consumo de energia;
- Estudar conceitos presentes na literatura a respeito do fluxo de carga, métodos matemáticos para a resolução deste problema e softwares utilizados;
- Desenvolver um código próprio para resolver o problema de fluxo de potência;
- Validar o código desenvolvido com um sistema de três barras sem transformador;
- Alterar os dados de entrada do sistema de três barras utilizado para validar o código, com o objetivo de simular cenário de comportamento estático de uma rede distribuição;
- Comparar os resultados da simulação para analisar o comportamento do sistema, os perfis de tensão e as perdas elétricas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção do trabalho será apresentado o estado da arte, no qual traz uma visão das aplicações do fluxo de potência abordada por outros autores, e será elaborado o referencial teórico do trabalho.

2.1 ESTADO DA ARTE

Inicia-se o estado da arte com um artigo sobre o comportamento de uma rede de distribuição sem geração distribuída e veículos elétricos. Após isso, discute-se a inserção das tecnologias de maneira separada em um sistema, para depois abordar a entrada simultânea de veículos elétricos e geradores distribuídos uma rede elétrica.

Na sequência, analisa-se a alocação ideal de geradores, bem como faz-se a comparação dos métodos de otimização, para no fim, analisar os indicadores financeiros envolvidos.

2.1.1 Sem Geração Distribuída e Veículos Elétricos

Inicia-se este capítulo com o texto de Baran e Wu (1989), os autores discutem a reconfiguração da rede de distribuição, na qual não é considerado geração distribuída (GD) e veículos elétricos (VE), com o objetivo de minimizar dois problemas: reduzir perdas de potência e balancear cargas no sistema. Este é um modo de busca baseado em mudanças de ramos para encontrar uma solução ideal local, que é muito próxima da solução ideal global e, para cada mudança realizada nesta procura, roda-se um fluxo de potência.

Para solucionar o primeiro problema, busca-se configurações radiais relevantes, nas quais fazem a função objetivo, reconfiguração da rede, apresentar a maior redução de perdas possível. Refina-se a buscar utilizando dois fluxos de potência aproximados, com variação de grau de precisão. Para solucionar segundo problema, propõe-se a função objetivo balanceamento de carga e mostra-se que a metodologia aplicada no problema anterior é válida para este. Os dois fluxos de potência simplificados foram: fluxo de potência simplificado e Backward and Forward. Como comparação, utiliza o fluxo de potência completo para testar a precisão de ambos os métodos anteriores.

Resulta-se que o segundo método de fluxo de potência apresentou resultados mais próximo do exato, o primeiro método precisou de mais duas rodadas de pesquisa para convergir.

As duas formas convergiram para um valor próximo ao fluxo de potência exato. Nota-se que o perfil de tensão do sistema aumenta com a redução das perdas e verifica-se que os métodos são bons computacionalmente e com resultados conservadores.

2.1.2 Apenas com Geração Distribuída

A partir da análise inicial sem veículos elétricos (VE) e geração distribuída (GD), inicia-se uma revisão dos impactos de geração distribuída no sistema de distribuição com o texto dos autores Shuang e QinXiang (2011), no qual é abordado alguns tópicos sobre este tema: a introdução de geração distribuída na rede de distribuição, descrição dos tipos, quais os benefícios e analisar as perspectivas deste aceso. Eles focam em analisar as influências de GD na rede de distribuição, principalmente em 3 áreas: tensão na rede distribuição, planejamento da rede de distribuição e relé de proteção.

Os autores descrevem dois tipos de conexão desta fonte com a rede: GD em paralelo com a rede e mudando da carga para a rede. No primeiro, em circunstâncias normais, o sistema sustenta a carga e o gerador está em modo sobressalente, podendo prevenir interrupção. Já no segundo, caso ocorra uma interrupção na energia principal, causará uma breve interrupção de energia.

Conclui-se que, quando o gerador e a rede trabalham em paralelo, ela é capaz de reduzir a emissão de poluentes, melhorar a taxa de uso da energia, melhorar a confiabilidade da fonte de alimentação e reduzir a perda de energia.

De modo análogo, no estudo de Alam et. al. (2018) a integração de geração distribuída na rede de distribuição é a chave para mitigar a perda de energia e melhorar o perfil de tensão. Verifica-se a alocação das geradoras distribuídas como um problema combinatório complexo, com objetivo(s) e restrições não lineares. A técnica de otimização baseada na programação não linear inteira mista (MINLP) é programada para determinar o tamanho ideal e correspondente localização de geradores distribuídos para ser colocado em dois sistemas de distribuição radial testes, com 33-barras e 66-barras encontrados no IEEE.

O MINLP utiliza a programação sequência quadrática (SQP) através da função “fmincon” acessível na caixa de ferramentas de otimização do MATLAB. Para fins de fluxo de potência, utiliza-se uma técnica de fluxo direta que compreende duas matrizes: BC_to_BV e BI_to_BC. Para o sistema de 33 barras resulta-se em uma redução de 65,42% de perdas e

adequa o perfil de tensão. Já para o sistema de 69 barras, houve uma redução de 69,05% das perdas e também adequou o perfil de tensão.

Na mesma linha de raciocínio, Ymeri et. al. (2014) introduz que a geração distribuída tem vários impactos no sistema de distribuição, como perda de potência, perda de energia e queda de tensão. Seu foco é estudar o impacto da geração distribuída fotovoltaica na perda de energia e queda de tensão em uma linha de 10 kV no sistema de distribuição em Gjilani (parte do sistema de distribuição de Kosovo).

Dados de entrada são usados para criar um modelo de rede usando simulação digital e programa de cálculo de rede elétrica. A simulação do sistema foi conduzida no DigSilent/Power factory. Nota-se que, se os geradores distribuídos forem instalados longe da subestação, a perda de energia é reduzida e a queda de tensão no último ponto da rede estudada também diminui. Com isso, o estudo indica que a capacidade, sua localização e tamanho da carga são parâmetros importantes na perda de energia e queda de tensão.

2.1.3 Apenas com Veículos Elétricos

Para compreender melhor o impacto dos VE, no trabalho de Karmaker et. al. (2019) é abordado que o número de veículos elétricos em Bangladesh vai crescer significativamente. Com este aumento, aparecerá alguns benefícios ambientais e socioeconômicos, porém trará impactos na rede de energia e no sistema de distribuição. A partir disso, o impacto da estação de carga dos veículos elétricos na rede de energia e sistema de distribuição em Bangladesh é analisado em termos da demanda de energia, voltage SAG e swelling, harmônicas e perda de energia no transformador.

O modelo de estação de carga dos veículos elétricos e os impactos da estação de carregamento na rede são analisados no MATLAB SIMULINK model. Baseado na simulação e no perfil de carga do local, para minimizar os problemas é preciso um carregamento programado e mantido estritamente no período de pico e fora de pico.

Conclui-se que veículos elétricos apresentam vários benefícios como a estabilidade da rede em condições específicas e baixa emissão de gases do efeito estufa. Entretanto as questões envolvendo a qualidade da energia da rede devem ser estudadas adequadamente para que o setor de energia se desenvolva de maneira sustentável para incorporar essa tecnologia.

No mesmo pensamento, na análise de Hazazi et. al. (2018) a entrada de veículos elétricos em larga escala pode causar consideráveis quedas de tensão e, por consequência, perda

de energia. Os autores realizam um estudo em três estágios para performar um planejamento ótimo de geradores distribuídos para aumentar a infiltração dos veículos elétricos na rede.

Para a modelagem de dados do primeiro estágio, utiliza-se distribuições probabilísticas, sendo elas: o método de estimativa de máxima verossimilhança (MLE) para estimar os parâmetros da distribuição e a simulação de Monte Carlo (MCS) a fim de gerar amostras. Já para o segundo estágio, utiliza-se o volume de tráfego real para modelar a demanda dos veículos elétricos que estará presente na rede.

No último estágio a otimização é formulada como um problema não linear, inteira mista e com um único objetivo que é minimizar perdas de energia no sistema. Para resolver o problema de otimização recorre-se ao algoritmo genético (GA) e o sistema de teste foi baseado em um sistema real de distribuição da cidade de Seul na Coreia do Sul.

Seis casos testes foram considerados para a simulação do sistema de distribuição, a fim de verificar a performance do esquema proposto. Com a modelagem, resulta-se em uma diminuição substancial das perdas em todos os casos que as geradoras distribuídas foram instaladas, exceto no caso 5. No caso 3 encontra-se a maior taxa de redução (78,20%) e no caso 5 a menor taxa (40%). Aliado a isso, nota-se que instalando as produtoras de maneira otimizada, pode-se reduzir as perdas e melhorar o perfil de tensão (máximo de 4%).

Seguindo esta linha, Chukwu (2019) traz que a introdução do vehicle-to-grid (V2G) no sistema elétrico está crescendo e, com isso, muitas possibilidades e problemas operacionais serão enfrentados. Seu objetivo é investigar como o V2G irá impactar o fator de potência e a perda da energia em um sistema elétrico de distribuição. Foca-se na redução das perdas e na possibilidade de controlar o fator de potência de rede com os veículos elétricos.

Uma base matemática simples e clara é modelada e computadorizada no MATLAB e, para efeito de comparação, considera-se dois cenários: nenhum V2G injetando potência reativa no sistema e V2G injetando potência reativa na rede. Define-se uma equação geral para redução de perda de energia (margem de perda), que é a diferença entre a perda de energia em um certo segmento de linha de alimentação com V2G instalado e a perda de energia do mesmo alimentador sem nenhum V2G instalado.

Encontra-se que um maior fator de potência melhora as perdas em linhas de alimentação e, deste modo, aumenta a eficiência energética operacional e a confiabilidade do sistema energia elétrico.

Por fim, no texto escrito por Acha et. al. (2010) os operadores da rede de distribuição necessitam de ferramentas de avaliação sobre as compensações que a tecnologia de veículo

híbrido plug-in (PHEV) terá sobre seus ativos. Com isso, é empregado uma formulação de fluxo de potência ideal coordenada no tempo (TCOPF) para mostrar que, através do controle de unidade de armazenamento do PHEV e os comutadores (tap-changers), os operadores da rede elétrica podem influenciar a economia de perdas de energia.

Nesse estudo, há a consideração de automóveis híbridos plug-in com capacidade V2G e integra sua operação de forma ideal em uma rede de distribuição. Aliado a isso, também se considera unidades de cogeração (calor + energia). Na análise do problema, realiza-se a proposição de vários estudos de caso, do cenário 0 até o 7, para uma pequena rede radial baseada em um perfil de carga definido, no qual representa o comportamento de consumo de um dia de semana da Inglaterra. Um problema de otimização não linear com equações lineares e não lineares e restrições iniquais foi programado no software gPROMS.

A simulação relata um aumento da demanda fora de pico e reduz demanda de pico, economizando considerável energia elétrica. Baseado nisso, nota-se que a ferramenta TCOPF oferece uma nova perspectiva para as partes interessadas que desejam avaliar os impactos que os veículos híbridos plug-in podem ter sobre os aspectos operacionais.

2.1.4 Com Geração Distribuída e Veículos Elétricos

Aliando ambas as tecnologias, o artigo de Islam et. al. (2020) afirma que o aumento das unidades de geração distribuída (GD) e veículos elétricos (VE) ofertam muitas oportunidades, mas também introduz muitos desafios para os operadores do sistema de distribuição (DSO) em relação a qualidade de energia. Eles visam investigar a performance da rede devido a uma distribuição de VE e GD descoordenada e também analisar performance relacionada a qualidade de energia (corrente de neutro, perda de energia, desequilíbrio de tensão e tensão da barra).

Para isso é modelado um problema de otimização multiobjetivo, que considera índices de desequilíbrio da rede e é resolvido pelo método de otimização de evolução diferencial (DE). Além disso, é proposto um método melhorado de controle, que permite os operadores do sistema de distribuição otimizar a sequência de fases e o despacho dos geradores distribuídos, de maneira simultânea, para melhorar a performance da rede. Essa metodologia é empregada em 2 sistemas testes da rede de distribuição de baixa tensão em Brisbane (Austrália) com auxílio do software DigSILENT Power Factory para executar o fluxo de potência desbalanceado utilizando o método de Newton Raphson.

O método proposto foi analisado em 3 cenários: método descoordenado, 30% de desequilíbrio e 40% de desequilíbrio. No final do artigo, obtêm-se uma redução do fator de desequilíbrio de tensão em até 98%, corrente de neutro em até 94%, perda de energia em 59,45% e melhora a tensão da barra em 10.42%.

No trabalho de Agüero et. al. (2012) há uma discussão sobre o aumento dos veículos elétricos plug-in (PEVs), dos geradores distribuídos baseados em energia solar (PV-GD) e do armazenamento de energia distribuído (DES), além de tratar os impactos que essas tecnologias causam nas redes de energia. O objetivo é discutir a integração de todas essas tecnologias a partir de uma perspectiva técnica e investigar como DES pode ser usado com o propósito de mitigar os impactos de interconexão da carga dos PEV e do PV-DG.

Uma análise simplificada incluindo análises de estado estacionário de séries temporais para integração dessas tecnologias é adotada para esta proposta. Um perfil de carga diário típico de um alimentador é extraído de dados históricos e usado nessa análise. A alocação de carga diária e fluxo de potência foi conduzido utilizando o módulo COM no CYMDIST, uma rotina foi desenvolvida na linguagem de programação do Excel (VBA) e três níveis de penetração dos recursos de energia distribuída (DER) são estudados (PV, PEV, PV+PEV e PV+PEV+DES).

A simulação foi conduzida em um sistema real de alimentadores de distribuição de 12.47 kV. Os resultados são promissores e mostram que o DES tem potencial para aliviar ambos os impactos (queda e sobre tensão) e alcançar um trade-off do ponto de vista de perda de energia ativa.

2.1.5 Alocação ideal dos geradores

Alterando um pouca a abordagem, Mohammadi et. al. (2013) estudaram a alocação ideal de estação de carregamentos e sistemas fotovoltaicos (FV). O propósito é a simultânea alocação ideal de estações de carregamentos e sistemas fotovoltaicos para redução de perda de energia e melhoramento de perfil de tensão em um período de 24h.

Foi considerado um cenário adequado de carga e descarga para os estacionamentos e os impactos da geração de potência reativa dos estacionamos e inversores dos sistemas FV é analisado sobre a visão de redução de perda e incremento no perfil de tensão. O método de fluxo de potência Backward and Foward foi empregado por causa da sua alta velocidade de convergência e o algoritmo genético (GA) foi utilizado para otimizar este problema. O método

foi implementado em um sistema de distribuição de 33 barras do Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos (IEEE).

O caso base apresentou uma perda de 3.194 kWh, o caso com apenas geração de potência ativa das tecnologias apresenta 2.903,4 kWh de perdas e o caso com geração de potência ativa e reativa as perdas foram 2.616,2 kWh. A partir disso, a comparação entre com e sem geração de energia reativa do estacionamento e do sistema fotovoltaico mostra que a capacidade reativa do inversor melhora o perfil de tensão ainda mais e perde menos energia do que quando a capacidade reativa do inversor não é considerada.

Na mesma linha de raciocínio, Moradijz et. al. (2012) testa a colocação ideal de unidades de geração distribuída e a alocação própria de um estacionamento, fornecendo energia do veículo à rede (V2G), a fim de reduzir as perdas em redes de distribuição.

A função objetivo contendo índices de potência ativa e reativa é minimizado usando algoritmo genético na presença de carga variável de tempo e o fluxo de potência é feito utilizando o método de varredura Backward Forward. A simulação é realizada em um sistema teste de 30 barras e a alocação de geradores distribuídos e dos estacionamentos de recarga dos veículos são feitos simultaneamente no sistema. É investigado o efeito da variação no número de veículos no estacionamento e da carga da bateria para montar cenários com base nas taxas de carregamento/tempo de carregamento e número de veículos.

No final do artigo, têm-se que qualquer mudança na taxa de carregamento e números de veículos no estacionamento leva a uma variação na alocação ideal do estacionamento e dos geradores. Com isso, determinar de maneira assertiva os parâmetros dos estacionamentos podem impactar positivamente a colocação ideal e tamanho da GD ao longo da rede.

2.1.6 Comparação dos métodos de otimização

A fim de verificar os métodos de resolução dos problemas de otimização, Islam et. al. (2019) citam que o aumento da introdução de geração distribuída (solar fotovoltaico, eólica, armazenamento em baterias) e PEVs nas redes inteligentes induzem um desequilíbrio no sistema e isso resulta na redução na qualidade da energia. Além disso, poucas pesquisas fizeram um estudo comparativo entre os métodos de otimização para mitigar o desequilíbrio.

O alvo principal deste artigo é propor um método para mitigar desequilíbrio e reduzir a total de perda de energia otimizando distribuição de carga entre as fases e comparar a

performance dos algoritmos Genetic Algorithm (GA), Particle Swarm Optimization (PSO) and Differential Evolution (DE) na aplicação de balanceamento de fase.

O sistema teste é um alimentador de distribuição de baixa tensão com 13 barras e é formulado uma função objetivo que considera fator de desequilíbrio de tensão, total de perdas de energia, pesos definidos pelo operador da rede e restrições. A técnica proposta para mitigar o desequilíbrio de fase é o método re-phasing.

A técnica proposta usando algoritmo DE pode reduzir significativamente a quantidade de desequilíbrio em todas as barras da rede de distribuição com menos esforço computacional e as convergências foram: DE (75 iterações), PSO (150) e GA (longe de convergir). Conclui-se que DE é mais homogêneo ao redor da média, robusto e consistente do que GA e PSO.

2.1.7 Abordagem e indicadores financeiros

Colocando a prova o custo de operação, o artigo proposto por Rugthaicharoencheep et. al. (2012) enfatiza a implementação de um esquema de gestão ativa, um método eficaz de reforço de rede para a conexão e operação de geradores distribuídos no sistema de distribuição com despacho ideal de geração distribuída. A função objetivo é minimizar o custo total da energia ativa gerada pelas unidades de GD.

No artigo é considerado um problema de fluxo de potência ideal (OPF) sujeita a restrições do sistema. A performance da técnica proposta é demonstrada em um sistema de distribuição prático, chamado de Kalasin Feeder 5, da Provincial Electricity Authority (PEA), Tailândia. É um sistema com 28 barras e 19 pontos de cargas e assume-se que tem quatro unidades de geração distribuídas analisadas em três casos (sem GD, potência ativa da GD e potência ativa e reativa da GD).

O cronograma de despacho ideal dos geradores distribuídos pode fornecer o custo total mínimo de geração enquanto satisfaz todas as restrições, beneficiando muito a economia na redução de perda de energia.

Voltado para uma análise mais financeira, Pranadi et. al. (2019) investiga a influência da variação de parâmetros financeiros na análise econômica da rede elétrica em questão e explora a influência de cada parâmetro em cada indicador econômico com o objetivo de encontrar a variável mais sensível.

Uma análise sensível simples é utilizada para medir o impacto de parâmetros específicos e consequências de certas suposições, a fim de encontrar uma mudança nos

resultados econômicos como taxa interna de retorno (TIR), valor líquido presente (VPL), payback e retorno sobre investimento (ROI). O método é empregado apenas com 60% e 100% de penetração de sistemas fotovoltaicos à rede, baseado em resultados de estudos anteriores dos autores. Esses impactos são estudados em 7 sistemas de distribuição.

Sob a análise de TIR, ROI e payback é identificado que o custo do sistema fotovoltaico pronominalmente afeta os resultados. Sob a análise do VPL, o custo da eletricidade impacta mais significativamente do que custo do sistema. Com isso, o investimento do sistema fotovoltaico e preço da eletricidade são respectivamente o 1° e o 2° contribuidor em todas as análises econômicas, exceto a análise VPL onde o preço da eletricidade é o mais influente.

2.2 REFERENCIAL TEÓRICO

O referencial teórico é dividido em dois tópicos: fluxo de potência e comparativos dos métodos matemáticos para resolução do fluxo de potência. O primeiro descreve brevemente o que é um fluxo de potência, suas variáveis de entradas e de saídas, além da sua importância. O segundo tópico faz um comparativo entre algumas metodologias existentes e escolhe-se uma para ser implementado neste trabalho.

2.2.1 Fluxo de potência

Para alcançar o objetivo de simular uma rede de distribuição, bem como analisar o impacto da inserção de geração distribuída e veículos elétricos no perfil de tensão e nas perdas elétricas, é necessário utilizar alguma ferramenta que permita o estudo dos parâmetros de uma rede elétrica. Com isso, surge o Fluxo de Potência ou Fluxo de carga, no qual seu objetivo é encontrar o estado operativo do sistema elétrico sob análise em regime permanente.

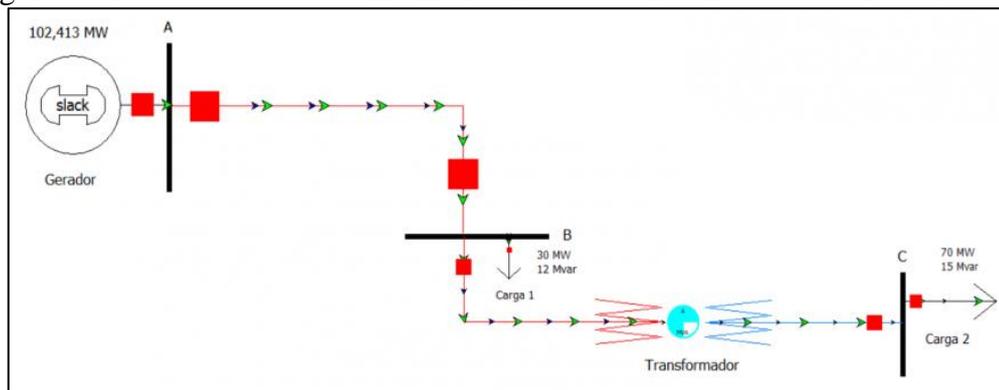
Pode-se dividir as variáveis do fluxo de potência em dois grupos: as das barras e dos ramos ou linhas. Para as variáveis de uma barra “k” têm-se a magnitude da tensão (V_k), ângulo da tensão (θ_k), potência ativa líquida injetada (P_k) e potência reativa líquida (Q_k). Já para as variáveis dos ramos, têm-se fasor corrente (I_{km}), impedância da linha (Z_{km}), potência ativa da linha (P_{km}) e potência reativa da linha (Q_{km}).

Como resultado de um Fluxo de Potência, encontra-se o caminho percorrido pela potência ativa e reativa através das linhas do sistema e obtém-se também as tensões e os ângulos de fases nas barras. Uma vez calculado essas grandezas, é possível avaliar o desempenho do

sistema elétrico, calcular o carregamento dos equipamentos e estimar as perdas elétricas do sistema.

A Figura 8 mostra um exemplo do fluxo de potência, no qual é possível visualizar as barras do sistema, os ramos que conectam as barras, o local que as cargas e que os geradores estão conectados e o caminho percorrido pelas potências ao longo da rede em análise.

Figura 8 – Fluxo de Potência em um sistema de 3 barras no software Power World.



Fonte: PETEEL (2021).

Com isso, essa metodologia é bastante empregada tanto na operação do sistema, bem como no seu planejamento. Na operação do sistema, é importante para o ajuste no despacho de usinas geradoras, otimização nos equipamentos reguladores de tensão, mudanças na topologia do sistema e intercâmbio de cargas. Já para o planejamento do sistema, estuda-se a implementação de novos geradores, novas linhas de transmissão e distribuição, inserção de transformadores e equipamentos de controle.

Segundo Martins (2018), o fato do sistema de transmissão e distribuição possuírem configurações distintas, como por exemplo: divergência nas características elétricas da rede e diferença na relação entre resistência e reatâncias das linhas, produz um efeito nos métodos matemáticos utilizados para o cálculo de fluxo de potência nos sistemas de transmissão que não são eficazes para os sistemas de distribuição, pois demandam um grande esforço computacional ou acabam nem convergindo para uma rede de distribuição.

Com isso, faz-se necessário analisar os métodos matemáticos que mais são adequados para a resolução do objetivo deste trabalho e, para isso, compara-se algumas opções na próxima seção.

2.2.2 Comparação entre fluxos de potências

Existem alguns métodos matemáticos para calcular o fluxo de potência para redes de distribuição com topologia radial, como a Soma das Correntes, a Soma das Potências, Newton – Raphson, Descolado Rápido, Newton Constante 3 passos, Primal 3 passos. De maneira resumida, encontra-se na Tabela 1 um descritivo destes métodos citados e suas características que diferem uns dos outros.

Tabela 1 – Resumo dos Fluxos de Potências para Redes de Distribuição.

| Nome do Método | Como funciona? |
|--------------------|--|
| Soma das Correntes | <ul style="list-style-type: none"> - Calcular as correntes requeridas pelas cargas com os valores de tensão (por um chute inicial ou pelo método); - Varredura retroativa dos nós finais em direção a subestação, encontra-se correte de todas as linhas somando-se as correntes das cargas que fica a jusante daquela linha; - Utiliza-se da corrente de linha para cálculo das quedas de tensões da rede, partindo da subestação aos nós finais, no qual o nó da subestação é referência angular com tensão constante; - Processo é repetido até que atinja convergência. |
| Soma das Potências | <ul style="list-style-type: none"> - Calcular os fluxos de carga injetados pela rede em cada nó, por meio dos valores de tensão obtidos (por um chute inicial ou pelo método); - Varredura retroativa dos nós finais em direção a subestação, encontra-se a corrente de todas as linhas somando-se as correntes das cargas que fica a jusante daquela linha; - Os fluxos de carga são usados para calcular a queda de tensão nas linhas, partindo da subestação aos nós finais, no qual o nó da subestação é referência angular com tensão constante; - Processo é repetido até que atinja convergência. |
| Newton - Raphson | <ul style="list-style-type: none"> - Método iterativo que resolve uma gama de equações não lineares para um mesmo número de variáveis; - Seu objetivo é aproximar as equações pelos seus hiperplanos tangentes, o que resulta que nessa vizinhança seja gerado um problema linearizado; - Possui convergência quadrática → sua eficiência aumenta à medida que a solução estimada está perto da verdadeira; |

| | |
|--------------------|---|
| | <ul style="list-style-type: none"> - Desempenho está relacionado diretamente com o tipo de função inicial → quanto mais linear, mais rápido a convergência; - A estimativa inicial impacta na convergência → necessidade de iniciar com uma boa estimativa. |
| Desacoplado Rápido | <ul style="list-style-type: none"> - Alternativa ao Newton Raphson → menos esforço computacional; - Possui boa taxa de convergência; - Baseia-se no baixo acoplamento entre potência ativa e tensão, e potência reativa e ângulo; - Modelagem similar ao Newton Raphson → não é preciso atualizar a matriz Jacobiana a cada iteração, pois simplifica alguns termos da modelagem e ela se torna constante. |
| Constante 3 passos | <ul style="list-style-type: none"> - Alternativa ao Newton Raphson → matrizes constantes iguais Desacoplado Rápido, porém resolvido de forma desacoplada; - Modelagem similar ao método do Desacoplado Rápido → simplificação de alguns termos, permitindo a correção das variáveis de forma separadas; - Primeiro corrige o ângulo, depois corrige a tensão e, por fim, faz-se a correção adicional do ângulo. - Ótimo desempenho para redes com altas relações de resistência e reatâncias, além de baixas tensões. |
| Primal 3 Passos | <ul style="list-style-type: none"> - Utiliza-se das mesmas equações do Constante 3 passos, apenas altera-se o segundo passo → não utiliza a matriz condutância multiplicada pelo incremento do ângulo. |

Fonte: do Autor.

Como neste trabalho será considerado na simulação a entrada de Geradores Distribuídos e Veículos Elétricos ao longo do sistema, opta-se por implantar e modelar o Método de Newton Raphson no software Matlab, por ser um modelo robusto, com menos simplificações quando comparado aos métodos que se derivam dele e amplamente utilizado na solução de problemas envolvendo fluxo de potência.

No próximo tópico será detalhado a metodologia utilizada pelo autor, através de um passo a passo do fluxo de carga utilizando a metodologia de Newton Raphson, explicitando desde a entrada das variáveis, equacionamento matemático, até o resultado do método e comportamento da rede analisada, como perfil de tensão e perdas elétricas;

3 METODOLOGIA

Conforme citado no capítulo anterior, nesta parte do trabalho será descrito o passo a passo que foi utilizado pelo autor para desenvolver o código em Matlab com o objetivo de resolver o problema de fluxo de potência com base na metodologia de Newton Raphson. Na próxima seção será evidenciado todas as considerações e equações matemática utilizadas.

3.1 MÉTODO DE NEWTON RAPHSON APLICADO AO PROBLEMA DE FLUXO DE CARGA

O primeiro passo do método é entender como será feito a leitura das entradas de dados da rede em análise. Neste trabalho utiliza-se uma função de leitura de arquivos “.xlsx” e separa-se as entradas em duas planilhas: Dados de Barra e Dados de linha.

A primeira planilha descreve a quantidade de barras da rede, o tipo de cada barra (tipo 01: módulo e fase da tensão constante – $V\theta$, tipo 02: potência ativa e reativa constante – PQ, tipo 03: potência ativa e módulo da tensão constante – PV), quais são suas grandezas especificadas: módulo da tensão (V^{esp}), ângulo da tensão (θ^{esp}), potência ativa líquida (P_{liq}^{esp}) ou potência reativa líquida (Q_{liq}^{esp}), e se possuem bancos de capacitores conectados a elas (b_k^{sh}). Um resumo das descrições dos tipos de barras e as informações que consta na planilha Dados de Barra pode ser vista na Tabela 2 e na Tabela 3.

Tabela 2 – Resumo das descrições das barras.

| Tipos de barra | Notação | Tipo | Dados | Incógnitas |
|-------------------|-----------|------|--------------------|--------------------|
| Referência | $V\theta$ | 01 | V_k e θ_k | P_k e Q_k |
| Barra de carga | PQ | 02 | P_k e Q_k | V_k e θ_k |
| Tensão controlada | PV | 03 | P_k e V_k | θ_k e Q_k |

Fonte: Do autor.

Tabela 3 – Resumo das informações da planilha Dados de Barra.

| Nº da Barra | Tipo | V^{esp} [pu] | θ^{esp} [pu] | P_{liq}^{esp} [pu] | Q_{liq}^{esp} [pu] | b_k^{sh} [pu] |
|-------------|------|----------------|---------------------|----------------------|----------------------|-----------------|
|-------------|------|----------------|---------------------|----------------------|----------------------|-----------------|

Fonte: Do autor.

Nota-se que na Tabela 3, a potência ativa líquida é a diferença entre a potência ativa consumida por uma barra e a potência ativa gerada pela mesma barra, e o mesmo raciocínio pode ser considerado para a potência reativa.

Já a segunda planilha descreve como as barras são conectadas, ou seja, através das linhas ou ramos. Ela descreve de qual barra os ramos iniciam (k) e em qual barra esse ramo se encerra (m), bem como suas características físicas (resistência e reatância). Caso tenha algum transformador entre as barras, seja ele em fase ou defasador, aparecerá nesta planilha também. Um resumo das informações que consta na planilha Dados de Linha pode ser vista na Tabela 4.

Tabela 4 – Resumo das informações da planilha Dados de Linha.

| k | m | Z_{km} [pu] | b_{km}^{sh} [pu] | α_{km} [pu] | φ_{km} [pu] |
|----------|----------|----------------------------|---|----------------------------|----------------------------|
|----------|----------|----------------------------|---|----------------------------|----------------------------|

Fonte: Do autor.

Após isso, o passo seguinte é calcular a matriz admitância do sistema elétrico em questão. A admitância é definida como o inverso da impedância da linha e o cálculo da matriz admitância pode ser expresso de acordo com as equações 01, 02 e 03.

$$\text{Matriz admitância}_{km} = -a_{km} * e^{-j\varphi_{km}} * Y_{km} \quad (01)$$

$$\text{Matriz admitância}_{mk} = -a_{km} * e^{-j\varphi_{mk}} * Y_{km} = -a_{km} * e^{j\varphi_{km}} * Y_{km} \quad (02)$$

$$\text{Matriz admitância}_{kk} = jb^{sh}_k + \sum_{m \in \Omega_{km}} (jb^{sh}_{km} + a_{km}^2 * Y_{km}) \quad (03)$$

$\Omega_k = \text{conjunto de vizinhos conectados na barra } k$

Uma vez calculada a matriz admitância, separa-se ela em duas: Matriz G e Matriz B, na qual a primeira é a parte real da matriz admitância e a segunda é a parte imaginária da matriz admitância. Na sequência, monta-se as equações P_k para todas as barras PQ e PV, e monta-se as equações de Q_k para todas as barras PQ, conforme pode ser visto nas equações 04 e 05.

$$P_k = V_k * \sum_{m \in k} V_m * (G_{km} * \cos\theta_{km} + B_{km} * \sen\theta_{km}) \quad (04)$$

$$Q_k = V_k * \sum_{m \in k} V_m * (G_{km} * \text{sen}\theta_{km} - B_{km} * \text{cos}\theta_{km}) \quad (05)$$

$k = \text{conjunto de vizinhos conectados na barra } k \text{ mais a própria barra } k$

Para estas equações, tem-se como informação de entrada do problema a $P_{liq}^{esp}_k$ e a $Q_{liq}^{esp}_k$, e utiliza-se delas para calcular a diferença entre ambos, chamado de resíduo. Com isso, monta-se a matriz resíduo conforme as equações as equações 06, 07 e 08:

$$\Delta P_k = P_{liq}^{esp}_k - P_k \quad (06)$$

$$\Delta Q_k = Q_{liq}^{esp}_k - Q_k \quad (07)$$

$$\text{Matriz Residuo} = \begin{cases} \Delta P_k \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_k \\ \vdots \\ \Delta Q_m \end{cases} \quad (08)$$

$n = \text{número de barras PQ e PV}$

$m = \text{número de barras PQ}$

Nota-se que as equações da matriz resíduo ficaram em função das variáveis thetas (ângulos de fase das tensões) e dos módulos das tensões do sistema, conforme pode ser visto na equação 09.

$$\text{Matriz variável} = \begin{cases} \theta_k \\ \vdots \\ \theta_n \\ V_k \\ \vdots \\ V_m \end{cases} \quad (09)$$

$n = \text{número de barras PQ e PV}$

$m = \text{número de barras PQ}$

Por isso, há a necessidade de fornecer ao código uma estimativa inicial destes parâmetros e, neste trabalho adota-se 0 pu para os thetas e 1 pu para as tensões. Com essa estimativa inicial é possível efetivamente calcular os resíduos ΔP_k e os ΔQ_k .

Como o Método de Newton Raphson é uma metodologia iterativa, encontra-se a convergência quando os resíduos se tornam menor que uma tolerância máxima permita, que neste trabalho é de 0,0001. É bem provável que os resíduos, calculados a partir da estimativa inicial, resultarão em valores maiores quando comparado com a tolerância e há a necessidade de continuar o código para refinar as variáveis do sistema.

Para isso, cria-se a matriz Jacobiana, na qual é composta por 4 submatrizes: H, N, M e L. A submatriz H são as derivadas de P em relação a theta, a submatriz N são as derivadas de P em relação a tensão, a submatriz M são as derivadas de Q em relação a theta e submatriz L são as derivadas de Q em relação a tensão. A forma da matriz Jacobiana e suas subdivisões podem ser vista na Figura 9.

Figura 9 – Formato geral da matriz jacobiana e suas subdivisões.

$$J(x^v) = - \begin{bmatrix} \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial \theta} & \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial V} \\ \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial \theta} & \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{matrix} \leftarrow PQ+PV \\ \leftarrow PQ \end{matrix}$$

$\uparrow \quad \uparrow$
 PQ+PV PQ

$$J(x^v) = - \begin{bmatrix} \boxed{H} & \boxed{N} \\ \boxed{M} & \boxed{L} \end{bmatrix} \begin{matrix} \leftarrow PQ+PV \\ \leftarrow PQ \end{matrix}$$

$\uparrow \quad \uparrow$
 PQ+PV PQ

Fonte: Redes de EE e Matriz Admitância (2015).

Com o intuito de facilitar o desenvolvimento do método, todas as derivadas já foram feitas e podem ser usadas na forma de fórmulas já prontas. As equações 10, 11 e 12 mostram o cálculo da submatriz H, as equações 13, 14 e 15 mostram o cálculo da submatriz N, as equações 16, 17 e 18 mostram o cálculo da submatriz M e as equações 19, 20 e 21 mostram o cálculo da submatriz L.

$$H_{kk} = V_k * \sum_{m \in \Omega_k} V_m * (-G_{km} * \text{sen} \theta_{km} + B_{km} * \text{cos} \theta_{km}) \quad (10)$$

$$H_{kl} = V_k * V_l * (G_{kl} * \text{sen}\theta_{kl} - B_{kl} * \text{cos}\theta_{kl}) \quad l \in \Omega_k \quad (11)$$

$$H_{kl} = 0 \quad l \notin \Omega_k \quad (12)$$

$$N_{kk} = 2 * V_k * G_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m * (G_{km} * \text{cos}\theta_{km} + B_{km} * \text{sen}\theta_{km}) \quad (13)$$

$$N_{kl} = V_k * (G_{kl} * \text{cos}\theta_{kl} + B_{kl} * \text{sen}\theta_{kl}) \quad l \in \Omega_k \quad (14)$$

$$N_{kl} = 0 \quad l \notin \Omega_k \quad (15)$$

$$M_{kk} = V_k * \sum_{m \in \Omega_k} V_m * (G_{km} * \text{cos}\theta_{km} + B_{km} * \text{sen}\theta_{km}) \quad (16)$$

$$M_{kl} = -V_k * V_l * (G_{kl} * \text{cos}\theta_{kl} + B_{kl} * \text{sen}\theta_{kl}) \quad l \in \Omega_k \quad (17)$$

$$M_{kl} = 0 \quad l \notin \Omega_k \quad (18)$$

$$L_{kk} = -2 * V_k * B_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m * (G_{km} * \text{sen}\theta_{km} - B_{km} * \text{cos}\theta_{km}) \quad (19)$$

$$L_{kl} = V_k * (G_{kl} * \text{sen}\theta_{kl} - B_{kl} * \text{cos}\theta_{kl}) \quad l \in \Omega_k \quad (20)$$

$$L_{kl} = 0 \quad l \notin \Omega_k \quad (21)$$

Calculado a matriz Jacobiana, tira-se a inversa dela e a multiplica-se pela matriz de resíduo, obtendo-se uma outra matriz auxiliar, na qual irá ser usada para ajustar as estimativas iniciais. Dito isso, ajusta-se os valores da primeira estimativa somando-o com os valores presentes na matriz auxiliar e obtém-se novos valores das incógnitas para reiniciar todo o processo.

Calcula-se novamente os resíduos a partir dos valores iniciais ajustados, através da equação 06 e 07, e caso eles não atendam a tolerância, continua-se o processo iterativo. Caso

atenda a tolerância, o código convergiu e não é necessário fazer mais interações, apenas utiliza-se os resultados do código e analisa-se o objetivo requisitado.

Como o objetivo deste trabalho é analisar os parâmetros da rede, o perfil de tensão e as perdas elétricas, utiliza-se a resposta do método iterativo (módulo e fasor da tensão) para calcular as tensões de todas as barras do sistema através da equação 04 e 05, além das potências e correntes que fluem através linhas, bem como as perdas elétricas presentes no sistema em análise, conforme as equações 22, 23, 24, 25 e 26.

$$P_{km} = (a_{km} * V_k)^2 * G_{km} - (a_{km} * V_k) * V_m * [G_{km} * \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + B_{km} * \sin(\theta_{km} + \varphi_{km})] \quad (22)$$

$$Q_{km} = -(a_{km} * V_k)^2 * (B_{km} + b^{sh}_{km}) - (a_{km} * V_k) * V_m * [G_{km} * \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) - B_{km} * \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \quad (23)$$

$$I_{km} = (a_{km}^2 * Y_{km} + j * b^{sh}_{km}) * V_k + (-a_{km} * e^{-j\varphi_{km}} * Y_{km}) * V_m \quad (24)$$

$$I_{mk} = (-a_{km} * e^{+j\varphi_{km}} * Y_{km}) * V_k + (Y_{km} + j * b^{sh}_{km}) * V_m \quad (25)$$

$$Perda_{linha_{km}} = parte\ real(Z_{km}) * módulo(I_{km})^2 \quad l \notin \Omega_k \quad (26)$$

Além disso, a perda de energia elétrica de todas as linhas da rede é calculada como a soma das perdas das linhas individuais, mostrada na equação 26. Por fim, vale o destaque que não foram considerado alguns limites operacionais da rede, como limites de geração, capacidade de transmissão de potência da linha, utilização de reguladores de tensão e outros componentes que iriam impactar no desenvolvimento do código proposto pelo autor.

Com essas considerações feitas e com todos os cálculos executados, os resultados obtidos no Matlab serão detalhados na próxima seção e serão tratados em uma planilha Excel com o objetivo de fazer os comparativos do impacto dos Geradores Distribuídos e Veículos Elétricos em uma rede de distribuição, montar gráficos de perfis de tensão e perdas elétricas, além de realizar o processo pós Matlab de tratamento das informações.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

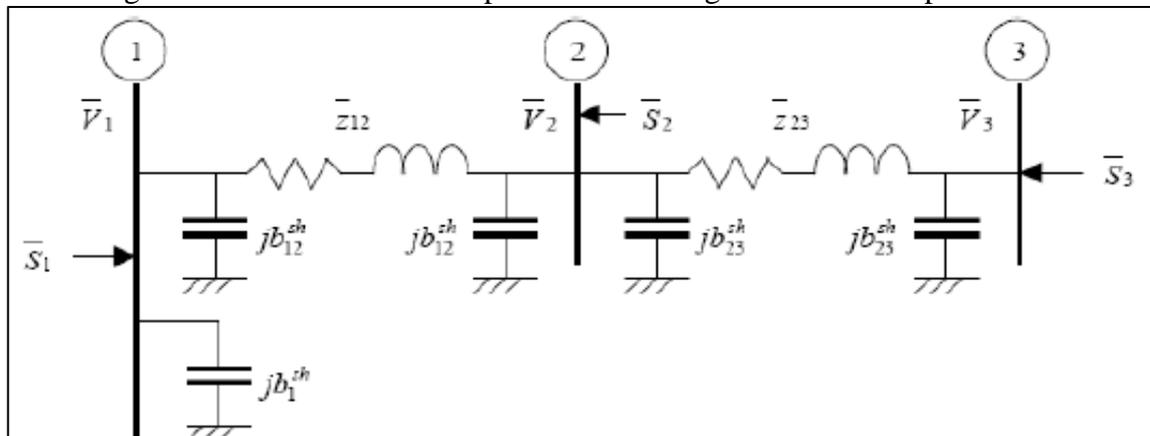
Após a explicação da metodologia aplicada pelo autor para implementar um código próprio para a análise do fluxo de potência no Matlab, valida-se o programa para um sistema de 3 barras sem transformador.

Com a metodologia certificada, analisa-se os resultados do código para cinco cenários de comportamento de rede diferentes, sendo que cada um deles representa um horário e um comportamento específico de uma rede de distribuição, além da analisar o impacto que inserção de veículos elétricos e geração distribuída causam no perfil de tensão e nas perdas elétricas.

4.1 VALIDAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO SEM TRANSFORMADOR

Como citado no tópico anterior, a primeira etapa dos resultados é validar o programa desenvolvido pelo autor no Matlab. Para atingir esse objetivo, utiliza-se um sistema teste de três barras, duas linhas e sem transformador, conforme pode ser visto na Figura 10.

Figura 10 – Sistema utilizado para testar o código desenvolvido pelo autor.



Fonte: Redes de EE e Matriz Admitância (2015).

A Figura 10 mostra a posição das barras e das linhas, porém não fornece os valores das grandezas elétricas do sistema. Para isso, necessita-se de tabelas com as informações de entrada do problema, ou seja, os dados de linha e os dados de barras dessa rede, e elas estão descritas nas Tabelas 5 e 6.

Tabela 5 – Dados de entrada referente a tabela de barras para o sistema teste.

| Nº da Barra | Tipo | V ^{esp} [pu] | θ ^{esp} [pu] | P_liq ^{esp} [pu] | Q_liq ^{esp} [pu] | b _k ^{sh} [pu] |
|-------------|------|-----------------------|-----------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 | PQ | - | - | -0,1500 | 0,0500 | 0,0500 |
| 2 | Vθ | 1,0000 | 0,0000 | - | - | - |
| 3 | PV | 1,0000 | - | 0,2000 | - | - |

Fonte: Do autor.

Tabela 6 – Dados de entrada referente a tabela de linha para o sistema teste.

| k | m | Z _{km} [pu] | b _{km} ^{sh} [pu] | α _{km} [pu] | φ _{km} [pu] |
|---|---|----------------------|------------------------------------|----------------------|----------------------|
| 1 | 2 | 0,03 + j0,3 | 0,0200 | - | - |
| 2 | 3 | 0,05 + j0,8 | 0,0100 | - | - |

Fonte: Do autor.

A partir da definição dos dados de entrada, aplica-se o programa do autor e monta-se a Tabela 7, na qual mostra as seguintes informações: matrizes variáveis, matrizes resíduos, matrizes jacobianas, negativo e inverso das matrizes jacobianas e matrizes auxiliares com o passar das iterações.

Tabela 7 – Comportamento do código desenvolvido com o passar das iterações.

| Iteração | Variáveis | Resíduos | Jacobiana | Negativo e inverso da Jacobiana | Auxiliar |
|----------|--|---|--|---|--|
| 0 | θ ₁ = 0,0000 θ ₃ = 0,0000 V ₁ = 1,0000 | ΔP ₁ = -0,1500 ΔP ₃ = 0,2000 ΔQ ₁ = 0,1200 | -3,3003 0,0000 -0,3300 0,0000 -1,2451 0,0000 0,3300 0,0000 -3,1603 | 0,2999 0,0000 -0,0313 0,0000 0,8031 0,0000 0,0313 0,0000 0,3132 | Δθ ₁ = -0,0487 Δθ ₃ = 0,1606 ΔV ₁ = 0,0329 |
| 1 | θ ₁ = -0,0487 θ ₃ = 0,1606 V ₁ = 1,0329 | ΔP ₁ = 0,0045 ΔP ₃ = -0,0001 ΔQ ₁ = -0,0081 | -3,3882 0,0000 -0,1913 0,0000 -1,2451 0,0000 0,5065 0,0000 -3,3927 | 0,2927 0,0000 -0,0165 0,0000 0,8055 0,0000 0,0437 0,0000 0,2923 | Δθ ₁ = 0,0014 Δθ ₃ = -0,0001 ΔV ₁ = -0,0022 |
| 2 | θ ₁ = -0,0473 θ ₃ = 0,1605 V ₁ = 1,0307 | ΔP ₁ = 8,14x10 ⁻⁵ ΔP ₃ = 0,0000 ΔQ ₁ = -2,01x10 ⁻⁵ | - | - | - |

Fonte: Do autor.

Como pode ser visto na Tabela 7, logo na segunda iteração, nenhum dos termos da matriz resíduo é maior que a tolerância estabelecida no início do programa, que é 0,0001. Com isso, o critério de convergência é encontrado, o processo iterativo é concluído e os valores do módulo e fador da tensão estão foram estabelecidos na terceira linha da Tabela 7.

A critério de comparação para validar o método desenvolvido neste trabalho, o autor Bremermaan (2015), no seu estudo de Redes de Energia elétrica e Matriz Admitância, realizou os cálculos de fluxo de potência para esse mesmo sistema e encontrou o mesmo comportamento presente na Tabela 7. Com isso, entende-se que o código desenvolvido está funcional e pronto para fazer outras simulações de redes de distribuição.

Com o código validado e com os valores de módulo e fasor da tensão obtidos, calcula-se a potência ativa líquida em cada barra, a potência reativa líquida em cada barra, a corrente elétrica em cada linha e as perdas elétricas em cada linha, seguindo as equações 22 a 25, conforme explicado na metodologia do trabalho. Na Tabela 8 e na Tabela 9 encontra-se um resumo dos dados de saída do programa desenvolvido.

Tabela 8 – Grandezas elétricas de saída nas barras do sistema teste.

| Nº da Barra | Tipo | V [pu] | θ [pu] | P_liq [pu] | Q_liq [pu] |
|-------------|------------|--------|---------------|------------|------------|
| 1 | PQ | 1,0307 | -0,0473 | -0,1500 | 0,0500 |
| 2 | V θ | 1,0000 | 0,0000 | -0,0469 | -0,1152 |
| 3 | PV | 1,0000 | 0,1605 | 0,2000 | -0,0064 |

Fonte: Do autor.

Tabela 9 – Grandezas elétricas de saída nas linhas do sistema teste.

| k | m | P_liq [pu] | Q_liq [pu] | I [pu] | Módulo de I [pu] | Perdas [pu] |
|---|---|------------|------------|------------------|------------------|-------------------------|
| 1 | 2 | 0,1500 | -0,1456 | 0,0101 – 0,0808i | 0,0814 | 0,1988x10 ⁻³ |
| 2 | 3 | 0,1980 | -0,0384 | 0,0000 + 0,0100i | 0,0100 | 0,0050x10 ⁻³ |

Fonte: Do autor.

Por fim, a perda total encontrada do sistema teste é de 2,0380x10⁻⁴ pu. A partir deste momento, mantêm-se a estrutura física da rede teste presente nesta seção e altera-se alguns dados de entrada para analisar o comportamento desta rede de distribuição em determinados cenários, conforme pode ser visto no próximo tópico do trabalho.

4.2 SIMULAÇÃO 1: HORÁRIO FORA DE PICO

Para simular o comportamento de uma rede de distribuição em um horário fora de pico, altera-se os dados de entrada das barras um e três para que elas apresentem apenas consumo de potência ativa e reativa, conforme pode ser visto na Tabela 10.

Tabela 10 – Dados de entrada referente a tabela de barras para o sistema da simulação 1.

| Nº da Barra | Tipo | V ^{esp} [pu] | θ ^{esp} [pu] | P_liq ^{esp} [pu] | Q_liq ^{esp} [pu] | b _k ^{sh} [pu] |
|-------------|------|-----------------------|-----------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 | PQ | - | - | -0,1500 | -0,0500 | 0,0500 |
| 2 | Vθ | 1,0000 | 0,0000 | - | - | - |
| 3 | PQ | - | - | -0,2000 | -0,1000 | - |

Fonte: Do autor.

Em outras palavras, altera-se o sinal de Q_liq^{esp} da barra um, muda-se o tipo da barra três para uma barra PQ e, por consequência, determina-se um valor de Q_liq^{esp} para esta barra, o qual será o consumo de reativo. Os dados de linha se mantem inalterados para essa simulação.

Com as alterações feitas, aplica-se o código desenvolvido no trabalho para essa nova configuração, o código converge na terceira iteração e monta-se a Tabela 11 e a Tabela 12, nas quais constam as respostas do código.

Tabela 11 – Grandezas elétricas de saída nas barras referente a simulação 1.

| Nº da Barra | Tipo | V [pu] | θ [pu] | P_liq [pu] | Q_liq [pu] |
|-------------|------|--------|---------|------------|------------|
| 1 | PQ | 1,0005 | -0,0456 | -0,1500 | -0,0500 |
| 2 | Vθ | 1,0000 | 0,0000 | 0,3537 | 0,0977 |
| 3 | PQ | 0,8909 | -0,1754 | -0,2000 | -0,1000 |

Fonte: Do autor.

Tabela 12 – Grandezas elétricas de saída nas linhas referente a simulação 1

| k | m | P_liq [pu] | Q_liq [pu] | I [pu] | Módulo de I [pu] | Perdas [pu] |
|---|---|------------|------------|------------------|------------------|-------------------------|
| 1 | 2 | 0,1500 | -0,0401 | 0,0002 + 0,0184i | 0,0184 | 0,0102x10 ⁻³ |
| 2 | 3 | -0,2031 | -0,1509 | 0,0085 – 0,1260i | 0,1263 | 0,7977x10 ⁻³ |

Fonte: Do autor.

Por fim, a perda total encontrada do sistema teste é de $8,0792 \times 10^{-4}$ pu, que é superior ao encontrado no sistema utilizado para a validação do teste. Esse comportamento era esperado, pois a alteração proposta aumenta a carga ativa e reativa do sistema, que por consequência, aumenta o fluxo de corrente nas linhas e causa uma maior perda no sistema elétrico em questão.

Nota-se também que, na barra três, a tensão apresenta um valor inferior ao aceitável pelos órgãos reguladores brasileiros, sendo o valor de referência inferior 0,95 pu. Desta forma, o sistema deverá ser alterado para que volte a operar dentro dos limites aceitáveis de tensão.

4.3 SIMULAÇÃO 2: HORÁRIO FORA DE PICO COM GD

Para simular um horário fora de pico com geração distribuidora, adota-se como GD um gerador fotovoltaico com potência ativa de 0,04 pu e com potência reativa de 0,04 pu. Além disso, coloca-se um gerador fotovoltaico na barra 1 e outro na barra 3, pois o objetivo dessa proposição é simular um comportamento padrão de um horário de almoço brasileiro, no momento que geradores estão operando perto dos valores nominais e a rede de distribuição apresenta condições leves de demanda, conforme pode ser visto na Tabela 13.

Tabela 13 – Dados de entrada referente a tabela de barras para o sistema da simulação 2.

| Nº da Barra | Tipo | V ^{esp} [pu] | θ^{esp} [pu] | P_liq ^{esp} [pu] | Q_liq ^{esp} [pu] | b _k ^{sh} [pu] |
|-------------|------------|-----------------------|---------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 | PQ | - | - | -0,1100 | -0,0100 | 0,0500 |
| 2 | V θ | 1,0000 | 0,0000 | - | - | - |
| 3 | PQ | - | - | -0,1600 | -0,600 | - |

Fonte: Do autor.

Para representar a inclusão desta tecnologia neste cenário proposto, altera-se os dados de entrada das barras presentes na simulação 1. Essa alteração pode ser vista na redução da intensidade do consumo de potência ativa e potência reativa nas barras 1 e 3. As informações das linhas se mantem inalterados.

Executa-se o código para os dados de entrada atualizados, o código converte na terceira iteração e é possível construir a Tabela 14 e a Tabela 15, nas quais constam as respostas da simulação.

Tabela 14 – Grandezas elétricas de saída nas barras referente a simulação 2

| Nº da Barra | Tipo | V [pu] | θ [pu] | P_liq [pu] | Q_liq [pu] |
|-------------|------------|--------|---------------|------------|------------|
| 1 | PQ | 1,0145 | -0,0344 | -0,1100 | -0,0100 |
| 2 | V θ | 1,0000 | 0,0000 | 0,2721 | -0,0106 |
| 3 | PQ | 0,9389 | -0,1340 | -0,1600 | -0,0600 |

Fonte: Do autor.

Tabela 15 – Grandezas elétricas de saída nas linhas referente a simulação 2

| k | m | P_liq [pu] | Q_liq [pu] | I [pu] | Módulo de I [pu] | Perdas [pu] |
|---|---|------------|------------|------------------|------------------|-------------------------|
| 1 | 2 | 0,1100 | -0,0826 | 0,0048 – 0,0276i | 0,0280 | 0,0235x10 ⁻³ |
| 2 | 3 | -0,1616 | -0,0868 | 0,0048 – 0,0661i | 0,0662 | 0,2194x10 ⁻³ |

Fonte: Do autor.

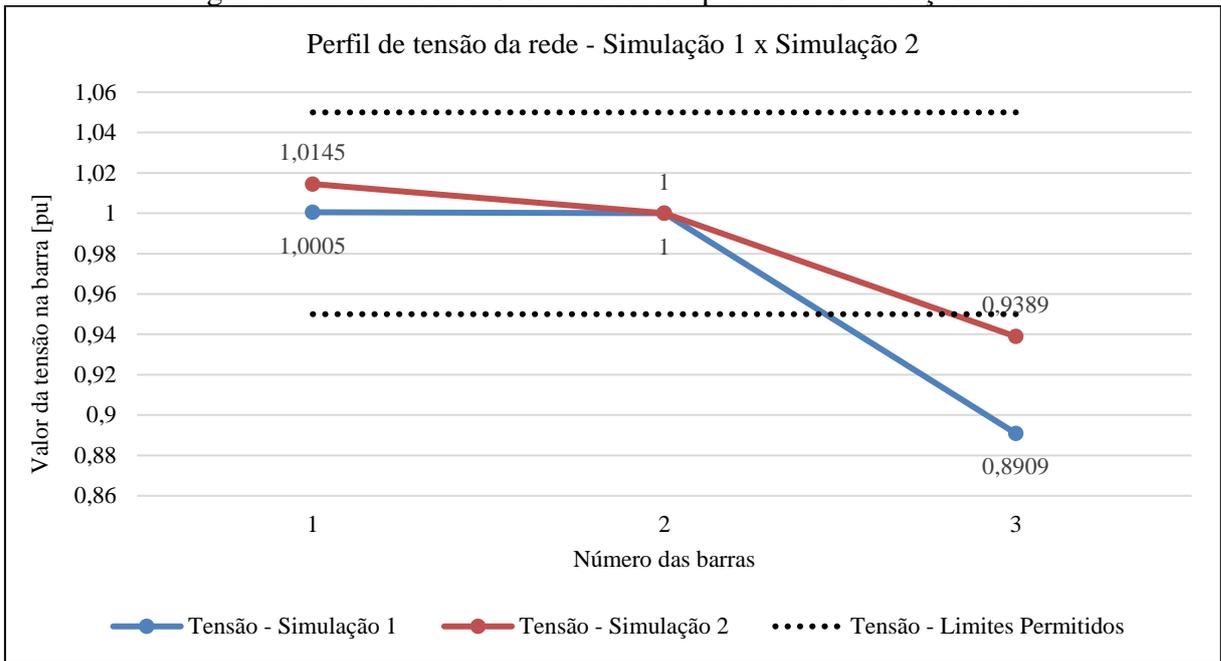
Por fim, a perda total encontrada do sistema teste é de $2,4293 \times 10^{-4}$ pu, que é aproximadamente 69,93% menor do que o valor encontrado na simulação 1. Nota-se também pela Tabela 14 e pela Tabela 15 que o resultado esperado pela inserção de geração distribuída na rede se concretiza, pois, a tensão na barra 3 melhora e a perda elétrica total do sistema é reduzida.

Vale o destaque para um comportamento não esperado, que foi um leve aumento da corrente que flui entre as barras 1 e 2 do sistema e, por consequência, seu aumento de perdas de energia. Essa mudança ocorre devido à todas as barras do sistema consumirem potência reativa, que é produzida pelo banco de capacitor (b_k^{sh}) conectado na barra 1, pois, dessa forma, toda potência reativa do banco escoar ao longo do sistema para atender todas as barras e intensifica o fluxo de potência na linha 1-2.

Apesar dessa mudança não esperada, o resultado global da rede elétrica consolida o que foi discutido no tópico 2.1.2 deste trabalho, no quais os autores encontraram o mesmo resultado quando comparado com o resultado desta seção. Entretanto, destaca-se também que, apesar das mudanças melhorarem o estado operativo da rede, a tensão da barra 3 continua fora dos padrões e precisaria ser feita uma outra manobra para colocá-lo dentro do range aceitável.

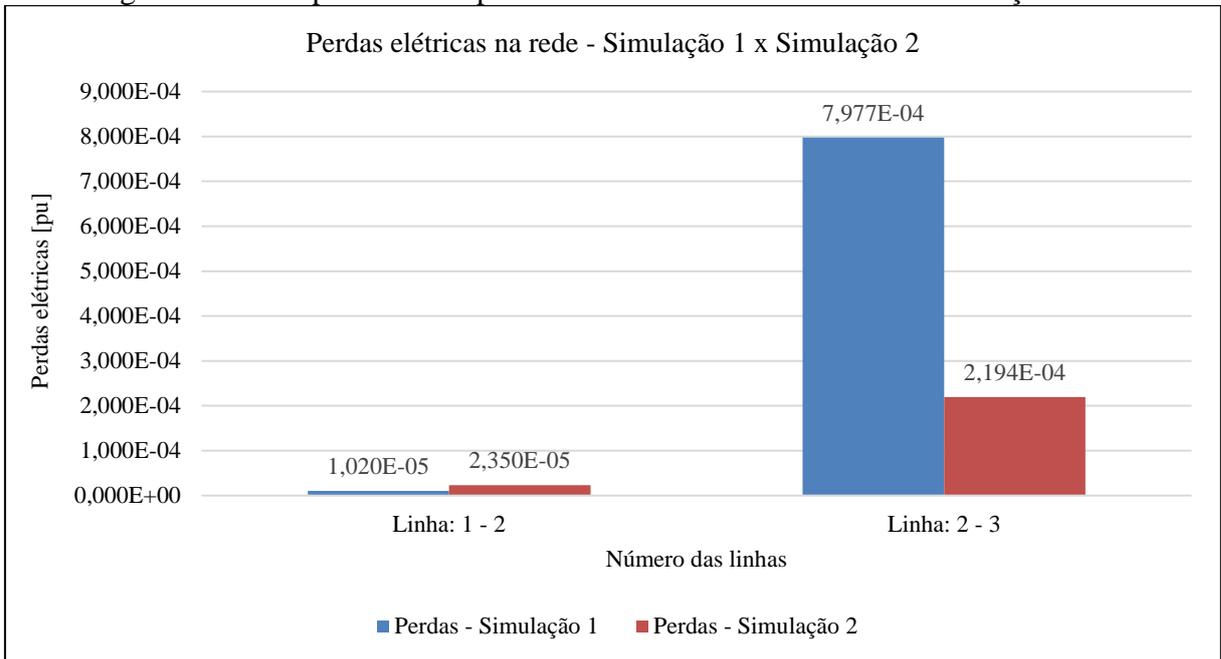
A melhora no estado operativo da rede simulada pode ser vista nas Figuras 11 e 12, na qual a primeira compara o perfil de tensão da simulação 1 e da simulação 2, e a segunda compara as perdas elétricas nas linhas da simulação 1 e da simulação 2.

Figura 11 – Perfil de tensão na rede comparando a simulação 1 e 2.



Fonte: Do autor.

Figura 12 – Comparativo das perdas elétricas do sistema entre a simulação 1 e 2.



Fonte: Do autor.

No próximo tópico será discutido a terceira simulação, na qual considera o funcionamento de uma rede de distribuição no horário de pico.

4.4 SIMULAÇÃO 3: HORÁRIO DE PICO

Para simular o comportamento de uma rede de distribuição em um horário de pico, no qual há um aumento considerável no consumo de energia elétrica, altera-se os dados de entrada das barras um e três para que elas apresentem um aumento de 50% do consumo de potência ativa e reativa quando comparado com a simulação 1, conforme pode ser visto na Tabela 16.

Tabela 16 – Dados de entrada referente a tabela de barras para o sistema da simulação 3.

| Nº da Barra | Tipo | V ^{esp} [pu] | θ ^{esp} [pu] | P_liq ^{esp} [pu] | Q_liq ^{esp} [pu] | b _k ^{sh} [pu] |
|-------------|------|-----------------------|-----------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 | PQ | - | - | -0,2250 | -0,0750 | 0,0500 |
| 2 | Vθ | 1,0000 | 0,0000 | - | - | - |
| 3 | PQ | - | - | -0,3000 | -0,1500 | - |

Fonte: Do autor.

Os dados de linha mantem-se inalterados, aplica-se o programa desenvolvido no trabalho para essa nova configuração, o código converge na quarta iteração e monta-se as Tabelas 17 e 18, nas quais constam as respostas da simulação.

Tabela 17 – Grandezas elétricas de saída nas barras referente a simulação 3.

| Nº da Barra | Tipo | V [pu] | θ [pu] | P_liq [pu] | Q_liq [pu] |
|-------------|------|--------|---------|------------|------------|
| 1 | PQ | 0,9889 | -0,0681 | -0,2250 | -0,0750 |
| 2 | Vθ | 1,0000 | 0,0000 | 0,5354 | 0,2771 |
| 3 | PQ | 0,7915 | -0,2985 | -0,3000 | -0,1500 |

Fonte: Do autor.

Tabela 18 – Grandezas elétricas de saída nas linhas referente a simulação 3.

| k | m | P_liq [pu] | Q_liq [pu] | I [pu] | Módulo de I [pu] | Perdas [pu] |
|---|---|------------|------------|------------------|------------------|-------------|
| 1 | 2 | 0,2250 | -0,0130 | 0,0037 + 0,0565i | 0,0566 | 0,0001 |
| 2 | 3 | -0,3088 | -0,2950 | 0,0162 – 0,2496i | 0,2501 | 0,0031 |

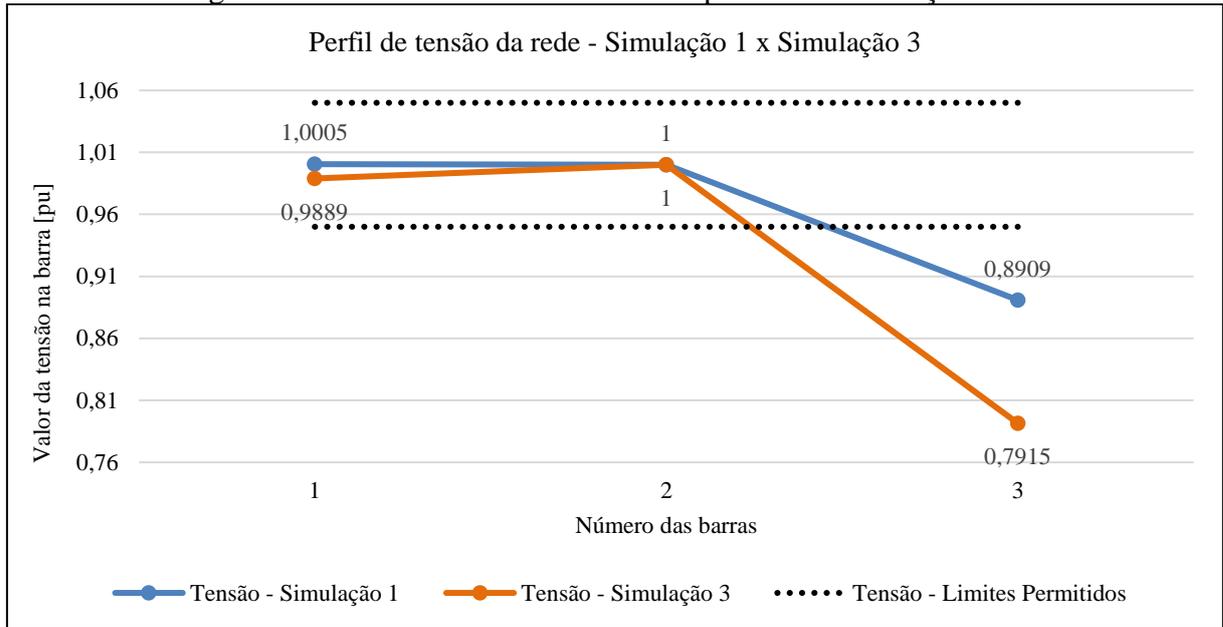
Fonte: Do autor.

Por fim, a perda total encontrada do sistema teste é de 0,0032 pu, que é aproximadamente quatro vezes maior do que o valor calculado na simulação 1. Nota-se também pela Tabela 17 e pela Tabela 18 que o resultado esperado pelo aumento de carga na rede se

concretiza, pois, há uma piora no perfil de tensão, um acréscimo no fluxo de corrente elétrica pelo sistema e, por consequência, a perda elétrica total do sistema aumenta expressivamente.

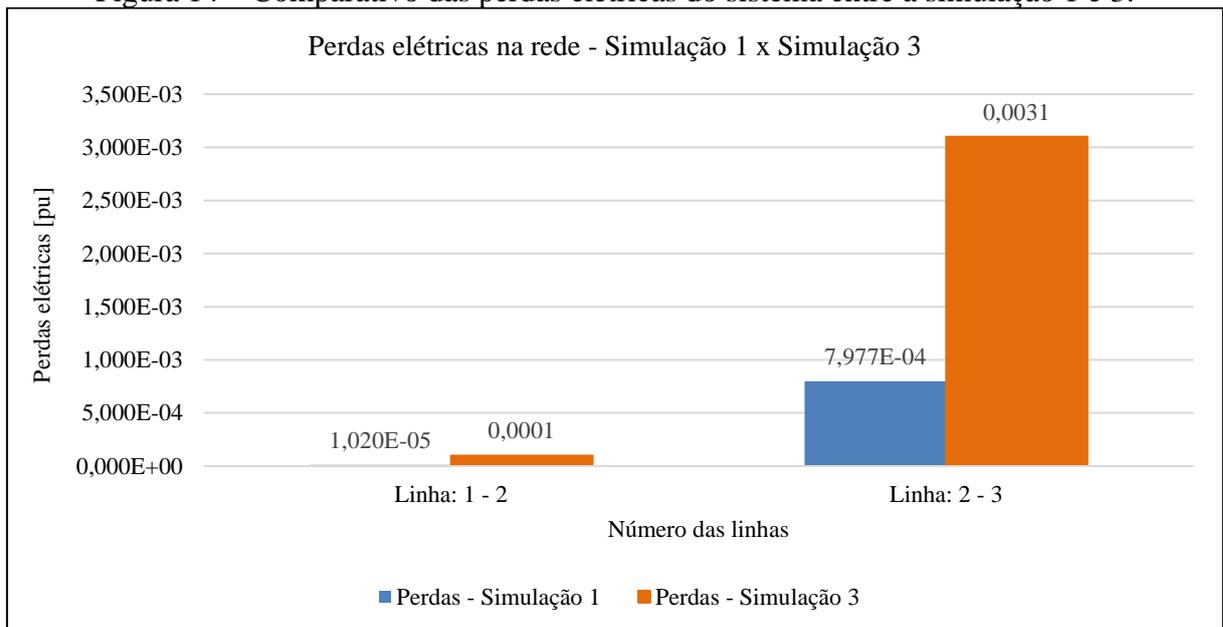
A piora no estado operativo da rede simulada pode ser vista nas Figuras 13 e 14, na qual a primeira compara o perfil de tensão da simulação 1 e da simulação 3, e a segunda compara as perdas elétricas nas linhas da simulação 1 e da simulação 3.

Figura 13 – Perfil de tensão na rede comparando a simulação 1 e 3.



Fonte: Do autor.

Figura 14 – Comparativo das perdas elétricas do sistema entre a simulação 1 e 3.



Fonte: Do autor.

Destaca-se que, novamente a tensão da barra três apresenta um valor inferior ao aceitável pelos órgãos reguladores brasileiros, sendo dessa vez ainda mais reduzido quando comparado a simulação 1. De maneira análoga a simulação 1, o sistema deverá requer alterações para que volte a operar dentro dos limites aceitáveis de tensão.

4.5 SIMULAÇÃO 4: HORÁRIO DE PICO COM VE

Para simular um horário de pico com veículos elétricos, adota-se um VE plug-in na configuração V2G (veículo conectado à rede) com potência ativa de 0,06 pu, no qual o banco de baterias do veículo se torna um gerador de potência ativa para a rede. Coloca-se um veículo na barra 1 e outro na barra 3, pois o objetivo dessa proposição é simular um cenário no qual o cidadão brasileiro chega na sua casa e utiliza o remanescente de carga presente na bateria do seu veículo elétrico para abastecer a rede em troca de uma compensação financeira.

Neste caso, como trabalha-se a simulação de um horário de ponta, a rede de distribuição opera em condições elevadas de demanda, conforme apresentado na simulação 3, e a inserção dos veículos elétricos podem ser representados pela alteração dos dados de potência líquida ativa nas barras, conforme pode ser visto na Tabela 19.

Tabela 19 – Dados de entrada referente a tabela de barras para o sistema da simulação 4.

| Nº da Barra | Tipo | V ^{esp} [pu] | θ ^{esp} [pu] | P_liq ^{esp} [pu] | Q_liq ^{esp} [pu] | b _k ^{sh} [pu] |
|-------------|------|-----------------------|-----------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 | PQ | - | - | -0,1650 | -0,0750 | 0,0500 |
| 2 | Vθ | 1,0000 | 0,000 | - | - | - |
| 3 | PQ | - | - | -0,2400 | -0,1500 | - |

Fonte: Do autor.

Essa alteração reflete na diminuição de intensidade no consumo de potência ativa nas barras 1 e 3, quando comparado com a simulação 3 e os dados de linha permanecem inalterados. Executa-se o código para os novos dados de entrada, ele converte na terceira iteração e monta-se as Tabelas 20 e 21, nas quais constam as respostas da simulação.

Tabela 20 – Grandezas elétricas de saída nas barras referente a simulação 4.

| Nº da Barra | Tipo | V [pu] | θ [pu] | P_liq [pu] | Q_liq [pu] |
|-------------|------------|--------|---------------|------------|------------|
| 1 | PQ | 0,9919 | -0,0497 | -0,1650 | -0,0750 |
| 2 | V θ | 1,0000 | 0,0000 | 0,4116 | 0,2206 |
| 3 | PQ | 0,8198 | -0,2274 | -0,2400 | -0,1500 |

Fonte: Do autor.

Tabela 21 – Grandezas elétricas de saída nas linhas referente a simulação 4.

| k | m | P_liq [pu] | Q_liq [pu] | I [pu] | Módulo de I [pu] | Perdas [pu] |
|---|---|------------|------------|---------------------|------------------|-------------|
| 1 | 2 | 0,1650 | -0,0136 | $-0,0027 + 0,0465i$ | 0,0466 | 0,0001 |
| 2 | 3 | -0,2458 | -0,2462 | $0,0140 - 0,2143i$ | 0,2148 | 0,0023 |

Fonte: Do autor.

Por fim, a perda total encontrada do sistema teste é de 0,0024 pu, que é 25% menor do que o valor encontrado na simulação 3. Nota-se também pela Tabela 21 e pela Tabela 22 que o resultado esperado pela inserção de veículos elétricos na modalidade V2G na rede se concretiza, pois, as tensões nas barras 1 e 3 melhoram, e a perda elétrica total do sistema reduz.

O resultado da simulação consolida o que foi discutido no tópico 2.1.3 deste trabalho, uma vez que os autores encontraram o mesmo comportamento quando comparado com o resultado desta seção. Apesar da melhora no estado operativo da rede, a tensão da barra 3 segue fora dos limites aceitáveis de 0,95 pu e outra manobra deve ser executada para regularizar essa tensão.

As alterações citadas podem ser vistas nas Figuras 15 e 16, na qual a primeira compara o perfil de tensão da simulação 3 e da simulação 4, e a segunda compara as perdas elétricas nas linhas da simulação 3 e da simulação 4.

Figura 15 – Perfil de tensão na rede comparando a simulação 3 e 4.

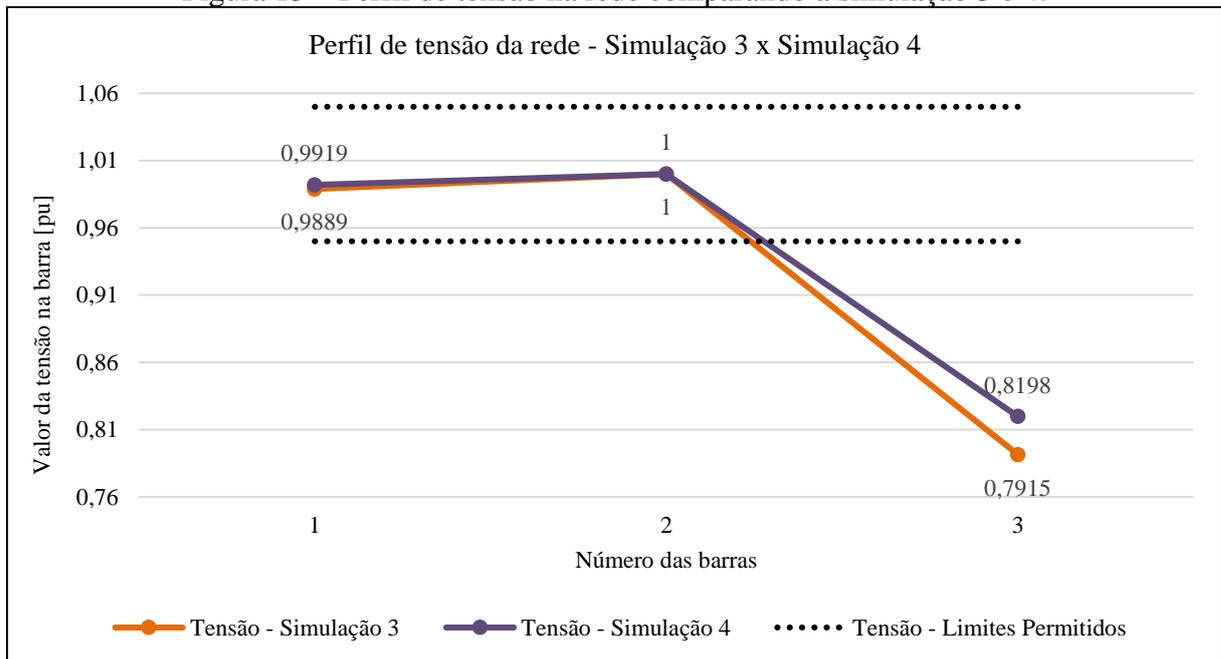
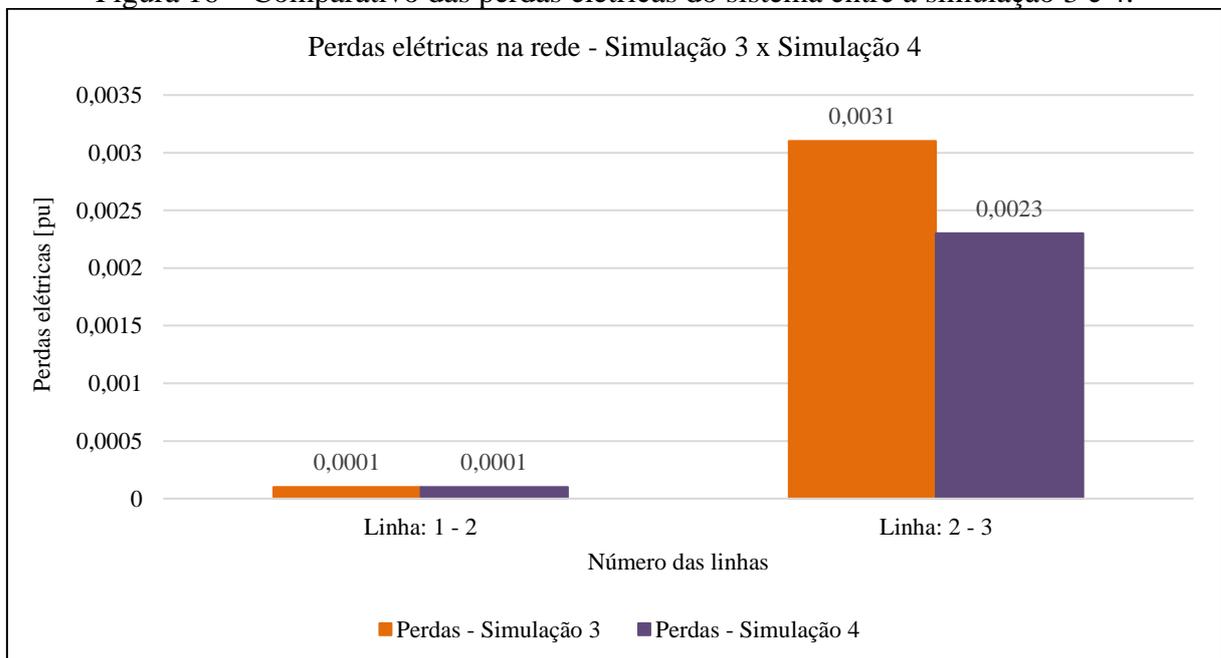


Figura 16 – Comparativo das perdas elétricas do sistema entre a simulação 3 e 4.



No próximo tópico será discutido a quinta simulação, na qual considera o funcionamento de uma rede de distribuição no horário de pico com veículos elétricos e geração distribuída.

4.6 SIMULAÇÃO 5: HORÁRIO DE PICO COM GD E VE

Para simular o comportamento de uma rede de distribuição no horário de pico com veículos elétricos e geração distribuída, considera-se o cenário inicial da simulação 4 e inclui-se um gerador distribuído na barra 1 e outro na barra 3. Neste horário em questão, o gerador fotovoltaico está com performance praticamente nula e deve ser considerado outro tipo de gerador neste cenário.

Em caráter de simulação e análise do comportamento do sistema, a fonte da energia não é extremamente relevante e, portanto, será considerado dois geradores com capacidades nominais idênticas aos geradores da simulação 2, com potência ativa e reativa de 0,04 pu. Os novos dados de barras do sistema podem ser vistos na Tabela 22.

Tabela 22 – Dados de entrada referente a tabela de barras para o sistema da simulação 5.

| Nº da Barra | Tipo | V ^{esp} [pu] | θ ^{esp} [pu] | P_liq ^{esp} [pu] | Q_liq ^{esp} [pu] | b _k ^{sh} [pu] |
|-------------|------|-----------------------|-----------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 | PQ | - | - | -0,1250 | -0,0350 | 0,0500 |
| 2 | Vθ | 1,0000 | 0,0000 | - | - | - |
| 3 | PQ | - | - | -0,2000 | -0,1100 | - |

Fonte: Do autor.

Executa-se o programa para os novos dados de entrada, o código converte na terceira iteração e monta-se as Tabelas 23 e 24, nas quais constam as respostas da simulação.

Tabela 23 – Grandezas elétricas de saída nas barras referente a simulação 5.

| Nº da Barra | Tipo | V [pu] | θ [pu] | P_liq [pu] | Q_liq [pu] |
|-------------|------|--------|---------|------------|------------|
| 1 | PQ | 1,0062 | -0,0383 | -0,1250 | -0,0350 |
| 2 | Vθ | 1,0000 | 0,0000 | 0,3288 | 0,0935 |
| 3 | PQ | 0,8801 | -0,1769 | -0,2000 | -0,1100 |

Fonte: Do autor.

Tabela 24 – Grandezas elétricas de saída nas linhas referente a simulação 5.

| k | m | P_liq [pu] | Q_liq [pu] | I [pu] | Módulo de I [pu] | Perdas [pu] |
|---|---|------------|------------|-------------------|------------------|-------------------------|
| 1 | 2 | 0,1250 | -0,0561 | -0,0021 + 0,0004i | 0,0021 | 0,001x10 ⁻³ |
| 2 | 3 | -0,2033 | -0,1644 | 0,0093 – 0,1393i | 0,1396 | 0,9748x10 ⁻³ |

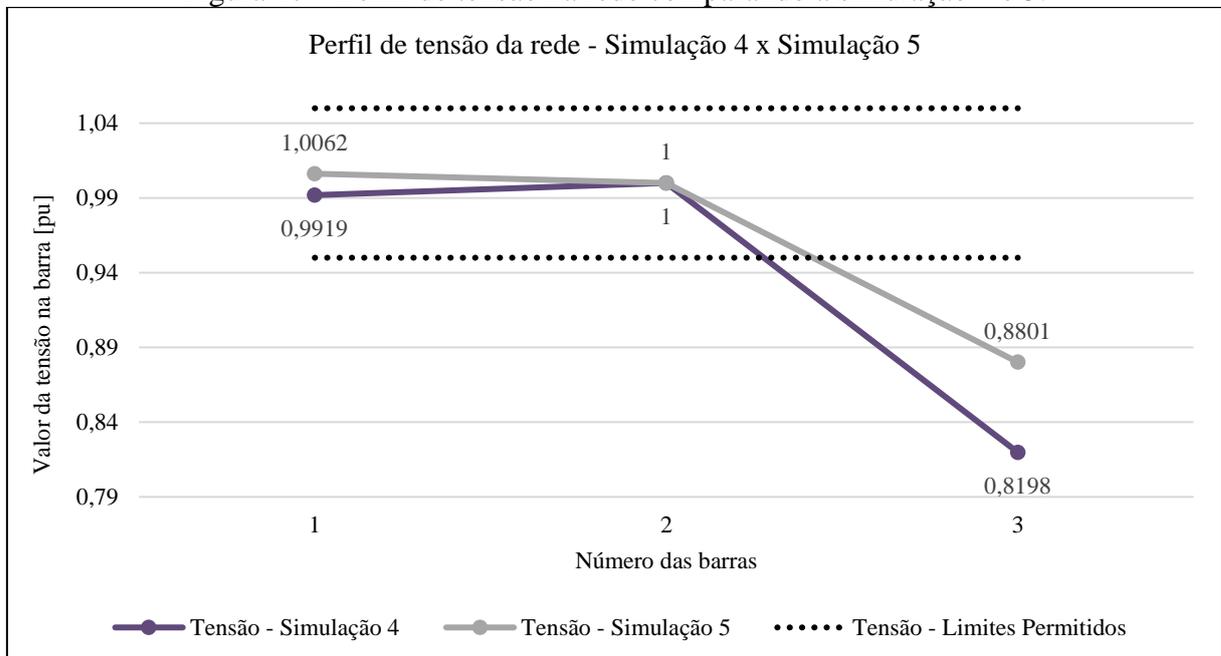
Fonte: Do autor.

Por fim, a perda total encontrada do sistema teste é de $9,7492 \times 10^{-4}$ pu, que é aproximadamente 60% menor do que o valor encontrado na simulação 4 e aproximadamente 69% menor que a simulação 3. Nota-se também pela Tabela 23 e pela Tabela 24 que o resultado esperado pela inserção de veículos elétricos na modalidade V2G e a adição de geração distribuída na rede se concretiza, pois, as tensões nas barras 1 e 3 melhoram ainda mais que a simulação 4, bem como o fluxo de corrente elétrica nas linhas diminuem e, por consequência, a perda elétrica total do sistema reduz.

Os resultados obtidos a partir da simulação consolidada o que foi discutido no tópico 2.1.4 deste trabalho, no quais os autores encontraram o mesmo comportamento quando comparado com o resultado desta seção.

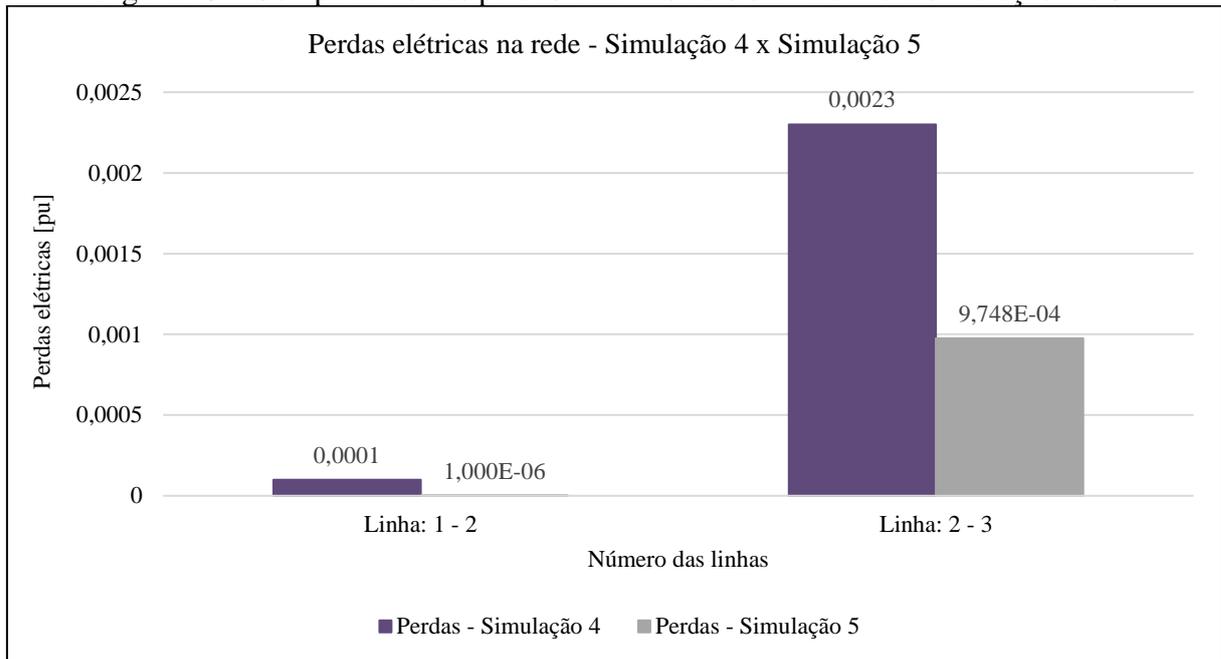
Mais uma vez a tensão da barra 3 fica inferior ao valor de 0,95 pu e não atende os requisitos mínimos necessários. Apesar disso, as melhorias do estado operativo da rede podem ser vistas nas Figuras 17 e 18, na qual a primeira compara o perfil de tensão da simulação 4 e da simulação 5, e a segunda compara as perdas elétricas nas linhas da simulação 4 e da simulação 5.

Figura 17 – Perfil de tensão na rede comparando a simulação 4 e 5.



Fonte: Do autor.

Figura 18 – Comparativo das perdas elétricas do sistema entre a simulação 4 e 5.



Fonte: Do autor.

Com todas as simulações feitas e os resultados obtidos, a próxima seção traz a conclusão deste trabalho e as considerações do autor para trabalhos futuros sobre esse mesmo tema.

5 CONCLUSÃO

É evidente neste trabalho que o cenário futuro dos geradores distribuídos, veículos elétricos e consumo de energia elétrica tendem a aumentar e irão impactar os sistemas de transmissão e distribuição. Desta forma, tanto na operação dos sistemas elétricos, bem como no seu planejamento, é necessário entender as alterações que esse cenário futuro trará, pois há a necessidade de manter a qualidade e continuidade no fornecimento da energia e, se possível, extrair benefícios com essas novas tecnologias.

Para isso o fluxo de potência é uma ferramenta muito importante e, dentre os métodos matemáticos de resolução do fluxo de potência, o código desenvolvido no Matlab pelo autor, baseando-se na metodologia matemática de Newton Raphson, se mostrou bastante interessante, apesar de não considerar alguns limites operacionais, como limites de geração e capacidade de transmissão das linhas.

O código foi robusto para a análise realizada em uma rede de distribuição de 3 barras, além de não precisar de muito tempo e de muitas iterações para convergir, sendo que a mais longa foi a simulação 3, com quatro iterações, enquanto as outras necessitaram de apenas três iterações para convergir.

Além disso, os resultados das cinco simulações vão de encontro com o que foi abordado no estado da arte, pois quando houve um aumento de consumo de potência ativa e reativa, o perfil de tensão apresentou uma piora e as perdas elétricas aumentaram. Porém, quando as novas tecnologias foram consideradas e, com isso, houve redução do consumo de potência ativa e reativa, encontra-se uma melhora no perfil de tensão e uma redução das perdas elétricas. Estes resultados mostram um comportamento “esperado” do sistema, o que reflete a adequada implementação do método do fluxo de potência.

Nas três simulações que consideraram veículos elétricos na modalidade V2G e geração distribuída, os resultados revelaram um cenário positivo para a inserção destas tecnologias em uma rede de distribuição, pois ficou visível como eles podem dar suporte na melhoria do perfil de tensão e na diminuição das perdas elétricas do sistema. Apesar de dar esse suporte, em todas as simulações realizadas, a tensão na barra 3 ficou fora do limite de 0,95 pu e 1,05 pu, e o operador da rede deve realizar alguma manobra ou incluir novos equipamentos, como reguladores de tensão, para adequar essa variável.

Em termos de números, destaca-se a simulação 2 e a simulação 5. A simulação 2 traz uma redução de 69,93% de perdas elétricas quando comparado com a simulação 1. Já a

simulação 5, encontra-se uma diminuição de aproximadamente 69 % quando comparado com a simulação 3. Além disso, a simulação que a tensão mais chega perto de estar dentro dos limites aceitáveis (0,95 pu – 1,05 pu) é a simulação 2.

Vale o destaque que o método proposto pelo autor, considera o estado da rede em regime permanente, ou seja, realiza-se a avaliação estática da rede para um determinado estado do sistema, com dados de entrada definidos e que não se alteram ao longo da análise. Além disso, não foram considerados os aspectos financeiros e nem métodos para otimizar a alocação de geradores, conforme os tópicos 2.1.5, 2.1.6 e 2.1.7 deste trabalho.

Com isso dito, o autor conclui que: apesar da importância do método desenvolvido neste trabalho e os resultados obtidos serem de suma importância para a análise do comportamento do sistema elétrico em cenários específicos, há espaço para melhorias na implementação do código desenvolvido, como a consideração de limitações operacionais de elementos do sistema, resultando em mais informações para a tomada de decisão dos operadores de rede.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Visto que há espaço para melhorias no código implementado pelo autor, seguem algumas sugestões para trabalhos e desenvolvimentos futuros:

- Avaliar o desempenho do código implementado para uma rede com mais barras e com maior complexidade de resolução;
- Incluir no código implementado alguns limites operativos de geração e transmissão, além de adicionar mais outros fatores, como reguladores de tensão e comutação de taps de transformadores;
- Analisar o impacto que a posição dos veículos elétricos e geração distribuída causam no sistema, como por exemplo: calcular as perdas e perfil de tensão com a inserção de uma tecnologia perto da barra de referência e comparar com a inserção da mesma tecnologia na barra mais longe da rede;
- Associar mais tecnologias nas simulações, como a possibilidade do armazenamento de energia, e analisar como esses dispositivos podem se complementar para melhorar a performance de uma rede de distribuição;

- Incluir cálculos financeiros no código para realizar uma análise de investimento dessas novas tecnologias, mostrar o retorno financeiro para o consumidor caso eles optem por adquirir esses sistemas ou estudar o impacto financeiro que a inserção desses dispositivos irá causar no operador da rede;
- Associar à essas análises de investimentos, métodos para otimizar a alocação de geradores e, dessa forma, conseguir otimizar o investimento do operador e do consumidor também.

REFERÊNCIAS

- A. D. Pranadi, Q. Haramaini, A. Setiawan, E. A. Setiawan and C. Ali, **Sensitivity Analysis of Financial Parameters in Varying PV Penetrations in the Optimum Location of a Feeder**. 2018 Energy Procedia, 2019, pp. 95-99, Volume 156, ISSN 1876-6102.
- A. Alam, A. Gupta, P. Bindal, A. Siddiqui and M. Zaid, **Power Loss Minimization in a Radial Distribution System with Distributed Generation**. 2018 International Conference on Power, Energy, Control and Transmission Systems (ICECTS), 2018, pp. 21-25, doi: 10.1109/ICPECTS.2018.8521619.
- A. K. Karmaker, S. Roy and M. R. Ahmed, **Analysis of the Impact of Electric Vehicle Charging Station on Power Quality Issues**. 2019 International Conference on Electrical, Computer and Communication Engineering (ECCE), 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ECACE.2019.8679164.
- A. Ymeri, L. Dervishi and A. Qorolli, **Impacts of Distributed Generation in Energy Losses and voltage drop in 10 kV line in the Distribution System**. 2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), 2014, pp. 1315-1319, doi: 10.1109/ENERGYCON.2014.6850593.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Saiba Mais Sobre Micro e Minigeração Distribuída**, disponível em: < <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>, acesso em: 18 Apr. 2021.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Saiba Mais Sobre o Setor Elétrico Brasileiro**, disponível em: <https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fhome%3Fp_auth%3DulSXNcT2%26p_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D1%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_state_rcv%3D1&_101_assetEntryId=14476909&_101_type=content&_101_groupId=654800&_101_urlTitle=faq&inheritRedirect=true>, acesso em: 18 Apr. 2021.
- L. Bremermann. **Redes de EE e Matriz Admitância**. 2015. Apresentação do Power Point.
- C. C. Martins, O. R. Saavedra and V. L. Paucar, **Fluxo de Carga em Redes Modernas de Distribuição de Eletricidade**. 2017 12th Latin-American Congress On Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE), 2017, pp. 1-6.
- E. Mohammadi, A. Foroughi, M. Rashidinejad, R. Fadaeinedjad and G. Moschopoulos, **Optimal allocation of parking lots and PV systems in distribution system for energy loss reduction and voltage profile improvement**. 2013 26th IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), 2013, pp. 1-4, doi: 10.1109/CCECE.2013.6567709.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Demanda de Energia dos Veículos Leves: 2018-2030**, disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-331/topico-421/Demanda_Veiculos_Leves_2018-2030.pdf>, acesso em: 20 Apr. 2021.

Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE). **O que é Geração Distribuída**, disponível em:

<[http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp#:~:text=Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distrib u%C3%ADda%20\(GD\)%20%C3%A9%20uma,Co%2Dgeradores](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp#:~:text=Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distrib u%C3%ADda%20(GD)%20%C3%A9%20uma,Co%2Dgeradores)>, acesso em: 19 Apr. 2021.

Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE). **Sobre Veículos Elétricos**, disponível em: <http://www.inee.org.br/veh_sobre.asp?Cat=veh>, acesso em: 19 Apr. 2021.

J. R. Agüero, P. Chongfuangprinya, S. Shao, L. Xu, F. Jahanbakhsh and H. L. Willis, **Integration of Plug-in Electric Vehicles and distributed energy resources on power distribution systems**. 2012 IEEE International Electric Vehicle Conference, 2012, pp. 1-7, doi: 10.1109/IEVC.2012.6183237.

K. J. F. N. C. de Souza, A. R. A. Manito, T. A. F. Melendez, A. Mocelin, R. Ziller and J. T. Pinho, **Geração Distribuída com Armazenamento Conectada à Rede Elétrica**. 2018 VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018, pp 1-8.

K. M. Hazazi, K. Khalid Mehmood, G. Cho and C. Kim, **Optimal Planning of Distributed Generators for Loss Reduction and Voltage Profile Enhancement Considering the Integration of Electric Vehicles**. TENCON 2018 - 2018 IEEE Region 10 Conference, 2018, pp. 0883-0888, doi: 10.1109/TENCON.2018.8650406.

L. F. Venturini, G. M. da Silva, P. Pauletti and Z. M. Alves, **Algorithm for the calculation of power flow for unbalanced distribution grids through the backward/forward sweep method**. 2018, LCV Unicamp, 2018, pp. -13.

M. E. Baran and F. F. Wu, **Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing**. in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, April 1989, doi: 10.1109/61.25627.

M. Moradijoz, A. Ghazanfarimeymand, M. P. Moghaddam and M. R. Haghifam, **Optimum placement of distributed generation and parking lots for loss reduction in distribution networks**. 2012 Proceedings of 17th Conference on Electrical Power Distribution, 2012, pp. 1-5.

M. R. Islam, H. H. Lu, M. J. Hossain and L. Li, **A Comparison of Performance of GA, PSO and Differential Evolution Algorithms for Dynamic Phase Reconfiguration Technology of a Smart Grid**. 2019 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC), 2019, pp. 858-865, doi: 10.1109/CEC.2019.8790357.

M. R. Islam, H. Lu, J. Hossain, M. R. Islam and L. Li, **Multiobjective Optimization Technique for Mitigating Unbalance and Improving Voltage Considering Higher Penetration of Electric Vehicles and Distributed Generation**. IEEE Systems Journal, vol. 14, no. 3, pp. 3676-3686, Sept. 2020, doi: 10.1109/JSYST.2020.2967752.

C. C. C. Martins. **Fluxos de Carga em Redes de Distribuição Operando em Emergência**. 2018. 90 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Eletricidade, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Universidade Federal do Maranhão, São Luis, 2018.

Ministério de Minas e Energia (MME). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**, disponível em: < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>>, acesso em: 20 Apr. 2021.

Ministério de Minas e Energia (MME). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**, disponível em: < https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf>, acesso em: 20 Apr. 2021.

N. Rugthaicharoencheep, T. Lantharhong and S. Auchariyamet, **Optimal operation for active management of distribution system with distributed generation**. 2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), 2011, pp. 715-719, doi: 10.1109/ICCEP.2011.6036381.

L. L. da S. Pessoa. **Impactos Provocados pelos Afundamentos de Tensão em Redes Elétricas com Geração Distribuída**. 2016. 95 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2016.

Rana, Anjali, J. Darji, M. Pandya, P. G. Student and Eletrical Engg. **Backward / Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution System** (2014).

S. Acha, T. C. Green and N. Shah, **Effects of optimised plug-in hybrid vehicle charging strategies on electric distribution network losses**. IEEE PES T&D 2010, 2010, pp. 1-6, doi: 10.1109/TDC.2010.5484397.

S. Hou and Q. Gao, **Review of impact of distributed generation on distribution system**. 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, 2011, pp. 219-222, doi: 10.1109/APAP.2011.6180521.

D. M. K Silva. **Fluxos de Potência para Sistemas de Distribuição Considerando Redução de Barras**. 2016. 73 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia e Urbanismo, Universidade Estadual de Londrina, Londrina, 2016.

J. E. da Silva **Veículos Elétricos e a Geração Distribuída a Partir de Sistemas Fotovoltaicos**. 2019. 113 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

L. M. L. de S. Torres. **Sistema Elétrico Brasileiro: Uma Avaliação Integrada do Modelo Dinâmico com Estrutura em Redes da Análise Envolvória de Dados e Programação Multiobjetivo**. 2018. 134 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Produção, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2018.

U. C. Chukwu, **The Impact of V2G on the Distribution System: Power Factors and Power Loss Issues**. 2019 SoutheastCon, 2019, pp. 1-4, doi: 10.1109/SoutheastCon42311.2019.9020481.

Y. Lopes, N. C. Fernandes and D. C. Muchaluat-Saada, **Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação**. 2015, XXXIII Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos (SBRC).