

Anderson Alberto Pinto Tôrres

**Método da Soma de Potências e de Newton
para Solução do Fluxo de Carga em Redes de
Distribuição com Geração Distribuída**

João Pessoa - Paraíba

Novembro de 2016

Anderson Alberto Pinto Tôrres

**Método da Soma de Potências e de Newton para
Solução do Fluxo de Carga em Redes de Distribuição
com Geração Distribuída**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao curso de Engenharia Elétrica da Universi-
dade Federal da Paraíba como requisito para
obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Universidade Federal da Paraíba
Centro de Energias Alternativas e Renováveis
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Orientador: Dr. Helon David de Macêdo Braz

João Pessoa - Paraíba
Novembro de 2016

Anderson Alberto Pinto Tôrres

Método da Soma de Potências e de Newton para Solução do Fluxo de Carga em Redes de Distribuição com Geração Distribuída

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao curso de Engenharia Elétrica da Universi-
dade Federal da Paraíba como requisito para
obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Dr. Helon David de Macêdo Braz

Banca Examinadora

Dr. Helon David de Macêdo Braz
Orientador

Prof. Dr. Rogério Gaspar de Almeida
Prof. Convidado 1

**Prof. Dr. Darlan Alexandria
Fernandes**
Prof. Convidado 2

João Pessoa - Paraíba
Novembro de 2016

Tôrres, Anderson Alberto Pinto

Método da Soma de Potências e de Newton para Solução do Fluxo de Carga em Redes de Distribuição com Geração Distribuída/ Anderson Alberto Pinto Tôrres. – João Pessoa - Paraíba, Novembro de 2016.

57 f. : il.

Orientador: Dr. Helon David de Macêdo Braz

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal da Paraíba

Centro de Energias Alternativas e Renováveis

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

1. Fluxo de Potência. 2. Rede de Distribuição Radial. 3. Geração Distribuída. 4. Método da Soma de Potências. 5. Método de Newton.

UFPB/BC

CDU:

RESUMO

O presente trabalho tem objetivo de propor uma modificação no Método da Soma de Potências (MSP) que permita ser empregado quando a rede de distribuição possuir geração distribuída com ou sem barras de tensão controlada. Essa necessidade é atual, devido ao aumento de interesse e investimento em fontes alternativas e também é prática, pois algoritmos desse tipo são usados em concessionárias distribuidoras diariamente. O método proposto utiliza cargas de impedância, corrente e potência constante, ou seja, modelo de carga ZIP ou Polinomial, e é validado para uma rede radial de três barras com um gerador; uma rede radial de seis barras com dois geradores; e uma rede radial real de 63 barras. Na primeira situação, foi feita a validação com um gerador sem limites de potência reativa. Na segunda situação, a validação foi executada com dois geradores sem limites de potência reativa. Na terceira situação, foram feitas quatro validações: um gerador sem limites de potência reativa; um gerador com limites de potência reativa; dois geradores sem limites de potência reativa; e um gerador com limites e um sem limites de potência reativa.

Palavras-chave: fluxo de potência, rede de distribuição radial, geração distribuída, método de Newton, método da soma de potências.

ABSTRACT

The present work aims to propose a modification in the Power Sum Method (PST) that allows it to be used when the distribution network has distributed generation with or without controlled voltage bars. This need is current, due to the increase of interest and investment in alternative sources and it is also practical because algorithms of this type are used daily in distribution concessionaires. The proposed method uses loads of the model of impedance, current and constant power, that is, ZIP or Polynomial load model and is validated for a network of three bars with a generator; a six-bar network with two generators; and a real network of 63 bars. In the first situation, a generator with no reactive power limits was validated. In the second situation, the validation was performed with two generators with no reactive power limits. In the third situation, four validations were made: a generator without limits of reactive power; a generator with reactive power limits; two generators with no reactive power limits; a generator with limits and one without limits of reactive power.

Palavras-chave: power flow, radial distribution network, distributed generation, Newton's method, power sum method.

AGRADECIMENTOS

À Deus, por tudo que tem proporcionado em minha vida. Aos meus pais, Carlos Alberto e Maria do Socorro, ao meu irmão Álisson Alberto, a minha irmã Carla Maria, pelo incentivo e apoio incondicional em todos os momentos da minha vida. À minha esposa Rosângela Dias pelo incentivo e compreensão. À minha filha Ana Luíza, por me ensinar o verdadeiro sentido de ser pai.

À Socorro Lucena, Amós Lucena, Taua Lucena e Inácio Neto pelo apoio por todos esses anos em João Pessoa. Aos meus amigos que foram fundamentais no meu crescimento pessoal e profissional.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica pelos ensinamentos prestados durante toda a graduação. Ao professor Helon David de Mâcedo Braz pelos ensinamentos, comprometimento e pela dedicação no cumprimento do desenvolvimento do presente trabalho.

Aos meus amigos Higo, Ramilo, Jonathan, Kaique, João, Gabriel, Filipe, Hemerson, Dalisson, Weyber e outros mais da graduação, que fazem e que continuarão a fazer presentes na minha vida, pois eles conseguem entender o quanto foi árdua a jornada em busca do título de Engenheiro Eletricista.

Por fim, gostaria de agradecer a todos que de forma direta e indireta contribuíram para o meu crescimento profissional e pessoal em busca do tão sonhado diploma de Engenharia Elétrica.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema Interligado Nacional	13
Figura 2 – Oferta de Potência de Geração Elétrica 2015	14
Figura 3 – Sistema Elétrico de Potência	15
Figura 4 – Modelo de Rede de Distribuição Primária	16
Figura 5 – Método de Newton	19
Figura 6 – Modelo de um trecho da distribuição primária	22
Figura 7 – União	27
Figura 8 – Interseção	27
Figura 9 – Complemento	27
Figura 10 – Limites do Gerador	29
Figura 11 – Sistema de Três Barras com um Gerador	30
Figura 12 – Sistema de Seis Barras com Dois Geradores	33
Figura 13 – Modelo da Rede de Distribuição Radial Real de 63 Barras	42
Figura 14 – Perfil de Tensão da Rede Real de 63 Barras sem Gerador e com Gerador Instalado sem Limites de Potência Reativa	46
Figura 15 – Perfil de Tensão da Rede Real de 63 Barras sem Gerador e com Gerador Instalado com Limites de Potência Reativa	48
Figura 16 – Perfil de Tensão da Rede Real de 63 Barras sem Gerador e com Dois Geradores Instalados sem Limites de Potência Reativa	51
Figura 17 – Perfil de Tensão da Rede Real de 63 Barras sem Gerador e com Dois Geradores Instalados, um com Limites e outro sem Limites de Potência Reativa	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados de Entrada da Rede de Três Barras e um Gerador Instalado sem Limites de Potência Reativa	32
Tabela 2 – Resultado da Rede de Três Barras com um Gerador Instalado sem Limites de Potência Reativa	33
Tabela 3 – Dados de Entrada da Rede de Seis Barras e Dois Geradores Instalados sem Limites de Potência Reativa	37
Tabela 4 – Resultados da Rede de Seis Barras com Dois Geradores Instalados sem Limites de Potência Reativa	39
Tabela 5 – Resultado da Rede Real Radial de 63 Barras sem Gerador Instalado . .	43
Tabela 6 – Resultado da Rede Radial Real de 63 Barras com um Gerador Instalado sem Limites de Potência Reativa	45
Tabela 7 – Resultado da Rede Real Radial de 63 Barras com um Gerador Instalado com Limites de Potência Reativa	47
Tabela 8 – Resultado da Rede Real Radial de 63 Barras com Dois Geradores Instalados sem Limites de Potência Reativa	50
Tabela 9 – Resultado da Rede Radial Real com Dois Geradores Instalados, um com Limites e outro sem Limites de Potência Reativa	52

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AT	Alta Tensão
BCBV	branch-current to bus-voltage - Tensão de barra com corrente de ramo
BIBC	bus-injection to branch-current - Corrente de ramo com corrente na barra
BT	Baixa Tensão
GD	Geração Distribuída
HVDC	High Voltage Directed Current - Corrente Contínua em Alta Tensão
J	Matriz Jacobiana
LU	Lower e Upper - Decomposição de Matriz
MSP	Método da Soma de Potências
MT	Média Tensão
MSC	Método da Soma de Correntes
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PG	Potência Ativa do Gerador
PI	Potência Ativa e Corrente
PL	Potência Ativa da Carga
PQ	Potência Ativa e Potência Reativa
PV	Potência Ativa e Tensão
QG	Potência Reativa do Gerador
QL	Potência Reativa da Carga
Qmax	Potência Reativa Máxima
Qmin	Potência Reativa Mínima
R	Resistência
SEP	Sistema Elétrico de Potência

SIN	Sistema Interligado Nacional
Snom	Potência Aparente Nominal
USP	Universidade de São Paulo
V	Tensão
X	Reatância
ZIP	Impedância, Corrente e Potência - Modelo de Carga Polinomial

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Sistema Elétrico de Potência	12
1.2	Delimitação e Modelo Matemático	14
1.3	Motivação	16
1.4	Objetivos	17
1.5	Organização	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1	Revisão Bibliográfica	18
2.2	Método de Newton	19
2.3	Método da Soma de Potências	21
2.4	Modelos de Carga	24
2.5	Conjuntos	27
3	MÉTODO E IMPLEMENTAÇÃO	28
3.1	Fundamentos	28
3.2	Sistema de Três Barras com Um Gerador	29
3.3	Sistema de Seis Barras com Dois Geradores	33
3.4	Generalização para n Geradores	39
3.5	Implementação	40
4	ANÁLISE DE RESULTADOS	42
4.1	Rede de 63 barras com um Gerador Instalado sem Limites de Potência Reativa	44
4.2	Rede de 63 Barras com um Gerador Instalado com Limites de Potência Reativa	46
4.3	Rede de 63 barras com Dois Geradores Instalados sem Limites de Potência Reativa	48
4.4	Rede de 63 Barras com Dois Geradores Instalados, um com Limites e outro sem Limites de Potência Reativa	49
5	CONCLUSÃO	54
	REFERÊNCIAS	56

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo está dividido em três partes. Primeiramente, faz-se uma explanação à respeito do sistema elétrico de potência, mostrando suas características. Em seguida, faz-se uma discussão a respeito da motivação que levou a realização do presente trabalho. Finalizando o capítulo, tem-se os objetivos e como foi organizado todo o projeto.

1.1 Sistema Elétrico de Potência

O sistema elétrico de potência brasileiro e mundial, sofreram modificações nos últimos anos, como por exemplo, o desmembramento das empresas de energia elétrica, para antederem funções específicas na geração, transmissão e distribuição [KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005].

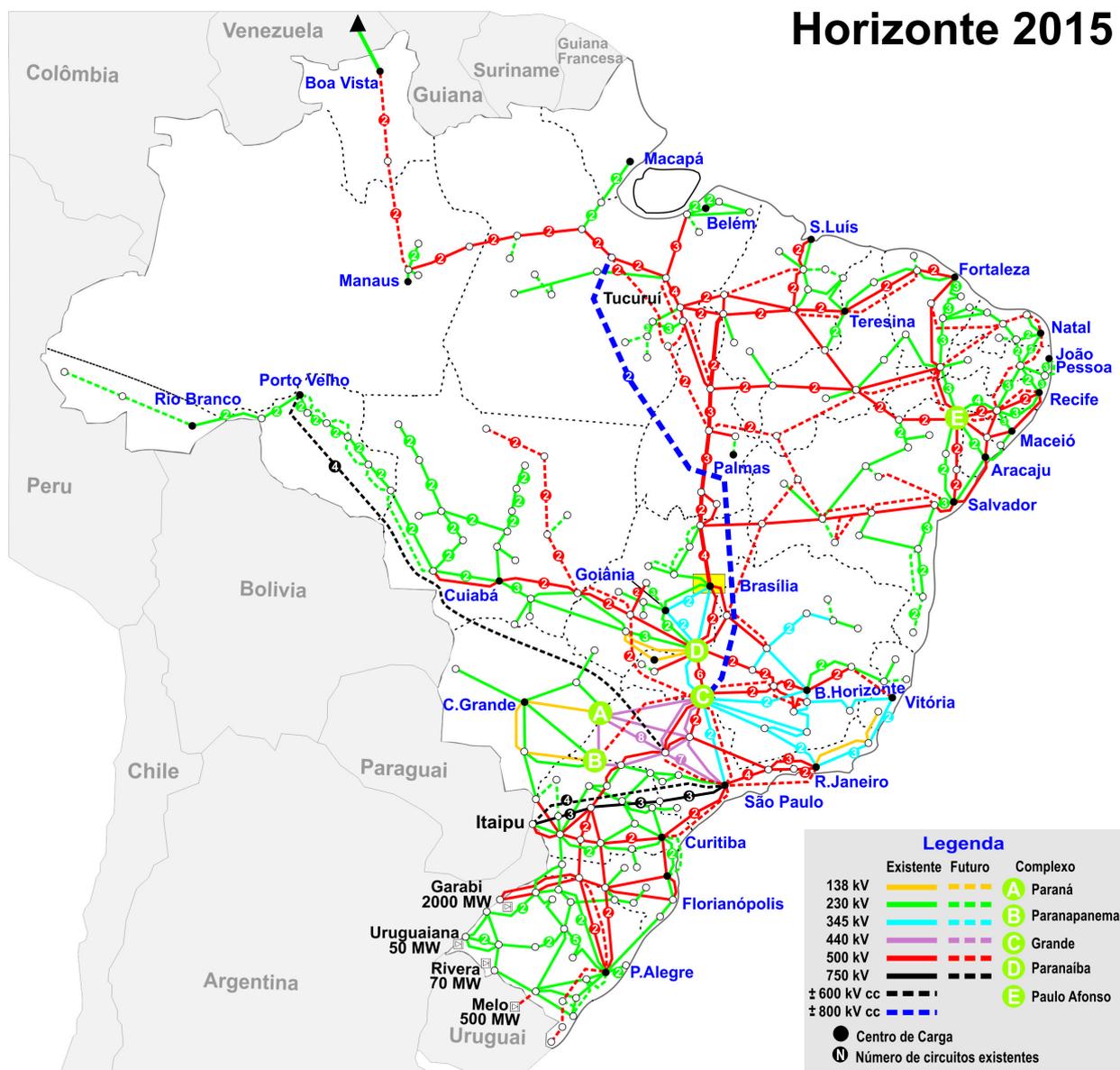
Um sistema elétrico é um circuito ou conjunto de circuitos que estão relacionados para atender um objetivo específico. É constituído, principalmente, por componentes elétricos que tem a capacidade de conduzir ou não corrente elétrica [COTRIM, 2003]. Esses componentes elétricos interagem de forma coordenada, para poderem gerar, transmitir e distribuir energia elétrica aos diversos tipos de consumidores [BENEDITO, 2014].

Com o crescimento do consumo de energia elétrica, há a necessidade do melhoramento das conexões ou interligações do sistema elétrico de potência, para que assim, possa ser suprida a demanda de energia. Essas melhorias nas conexões, fazem com que o sistema opere com maior eficiência, que por um lado aumenta a confiabilidade para suprir às cargas, mas por outro aumenta a complexidade de operação do sistema como um todo [USP, 2015].

O Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser considerado único, pois possui características próprias que o diferem do cenário mundial. Ele é um sistema hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, e é composto pelas empresas das regiões Nordeste, Centro Oeste, Norte, Sul e Sudeste. É bom salientar, que apenas 1,7% da energia que o país necessita, encontra-se em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica [ONS, 2016]. Na Figura 1, tem-se uma visão de como SIN estava distribuído em 2015.

A geração é parte integrante do SIN, sendo responsável pela produção de energia elétrica. Ela transforma um tipo de energia, seja ela mecânica das hidrelétricas, eólicas dos aerogeradores, ou térmica das termoeletricas, em energia elétrica. Os geradores geralmente possuem tensões limitadas por causa de suas características construtivas, tendo como faixa de 6 kV a 25kV [USP, 2015]. Por causa desse limite de tensão, existe a necessidade do

Figura 1 – Sistema Interligado Nacional

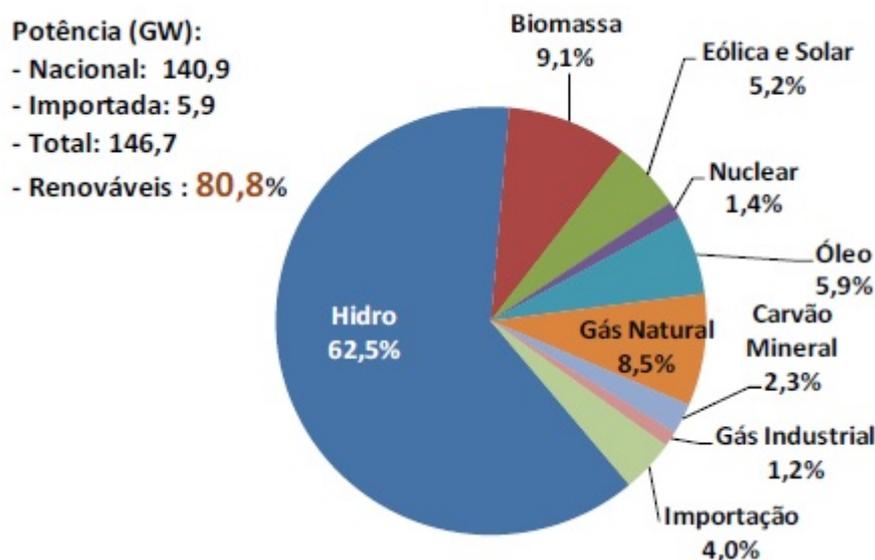


Fonte: ONS (2016)

uso de transformadores, que elevam a tensão para poderem transmitir a energia gerada para as unidades consumidoras. Na Figura 2, tem-se que a geração brasileira ainda é predominantemente do total de potência disponível, hidráulica, com 62,5% mas observa-se que em uma fatia do gráfico, as energias renováveis contribuem com 14,3% na oferta de geração, mostrando que há um avanço em outras fontes de geração, como biomassa, energia solar e energia eólica.

A transmissão é a parte do SEP que eleva a tensão para poder transmitir potência de forma eficiente, uma vez que quanto maior a tensão menor será a corrente e, consequentemente, as perdas por efeito joule. No Brasil, a transmissão em corrente alternada possui tensões de 138 kV, 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV, que são chamadas de

Figura 2 – Oferta de Potência de Geração Elétrica 2015



Fonte: MME (2016)

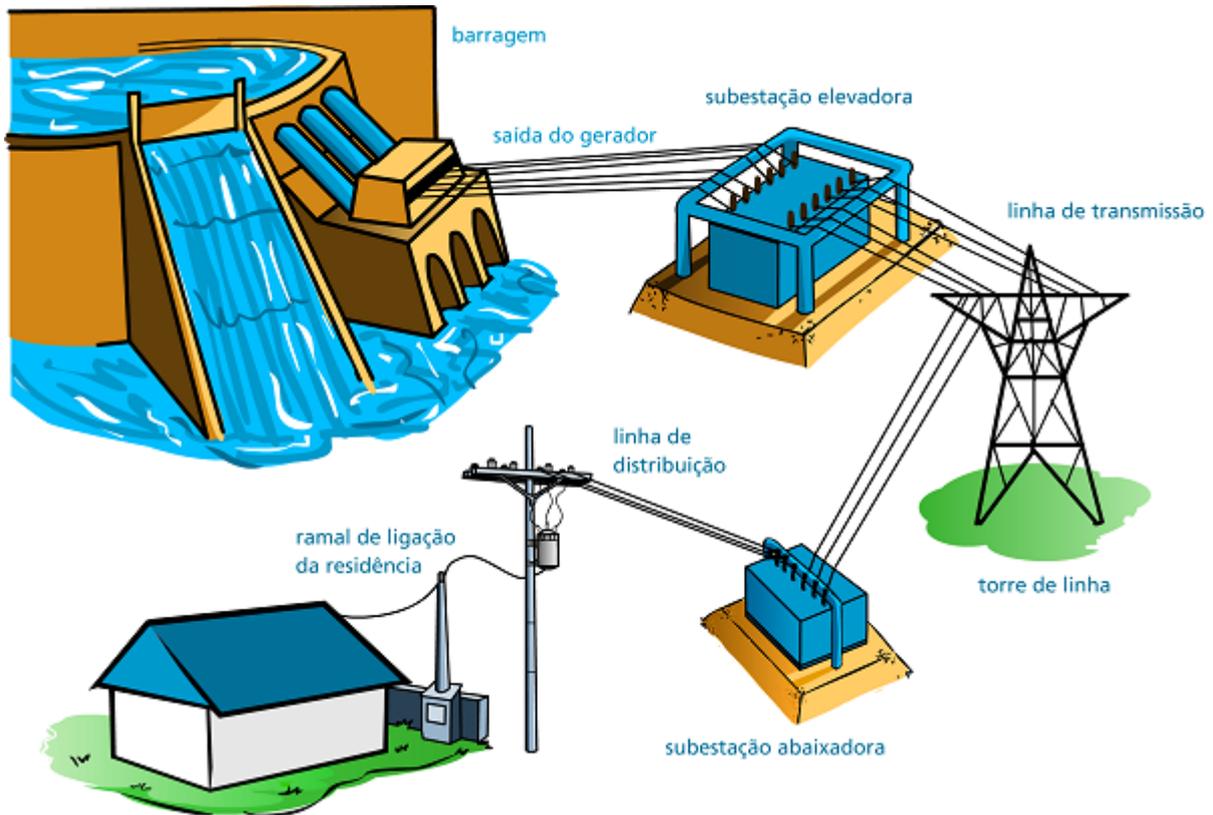
rede básica [USP, 2015]. Com frequência de ocorrência bem menor, há a transmissão em corrente contínua, ou os chamados HVDC (*High Voltage Directed Current*), onde podemos citar a hidrelétrica de Itaipu ($\pm 600\text{kV}$), a usina hidrelétrica de Belo Monte ($\pm 800\text{kV}$), e o complexo hidrelétrico do rio Madeira ($\pm 600\text{kV}$) [BERNARDES, 2015]. Existem estudos que mostram que o sistema em corrente contínua só é mais eficiente que a corrente alternada para distâncias acima de 500 km [TORTELLI, 2009].

A distribuição de energia elétrica compreende o sistema que começa nas subestações da distribuição e vai até a entrega de energia elétrica aos consumidores. Essa parte do sistema elétrico de potência é dividida em subtransmissão, distribuição primária e distribuição secundária. Na subtransmissão tem-se a tensão de 69 kV e esse trecho vai da subestação da transmissão até a subestação da distribuição. A distribuição primária corresponde ao trecho que sai da subestação de distribuição com tensões usuais de 13,8kV a 34,5kV, sendo chamada de média tensão (MT). A distribuição secundária corresponde à rede elétrica que está no lado secundário do transformador de distribuição, sendo representada pelos ramais de serviço e medidores de energia. Possui tensões de 110V a 220V fase-neutro, e pode ser chamada de baixa tensão (BT). Na Figura 3, tem-se uma representação do sistema elétrico de potência destacando os segmentos da Geração, Transmissão e Distribuição.

1.2 Delimitação e Modelo Matemático

O presente trabalho foi desenvolvido visando ser aplicado no sistema de distribuição primária de energia elétrica. Na distribuição primária tem-se geralmente uma rede radial. Ou

Figura 3 – Sistema Elétrico de Potência



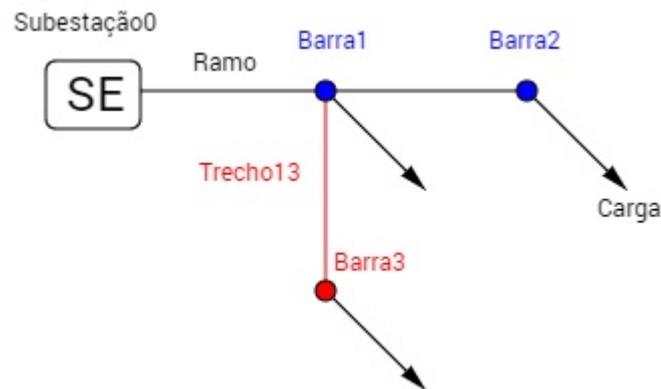
Fonte: Adaptado de <https://www.mundodaeletrica.com.br/um-pouco-mais-sobre-o-sistema-eletrico-de-potencia-sep/>

seja, um único caminho energizado que sai da subestação e chega na AT do transformador. Para uma compreensão melhor de como é modelada essa área, é preciso entender os conceitos dos seguintes componentes da Figura 4:

- **Subestação:** onde se inicia os alimentadores da distribuição. Representado na Figura 4 pelo quadrado;
- **Barras:** onde estão localizadas os postes. Podem possuir ou não transformadores de distribuição instalados. São representadas no diagrama unifilar do sistema pelos círculos;
- **Cargas:** são caracterizadas pelo modelo (ZIP), ou seja, as cargas podem possuir parcelas de contribuição do tipo impedância, corrente ou potência constantes. São representadas pelas setas no diagrama unifilar da Figura 4.
- **Ramos:** são os cabos que são lançados de um poste a outro, ou os famosos "Vãos", como é conhecido na linguagem técnica da distribuição. São representados por uma linha.

- **Trechos:** são representados pela união de uma barra com um ramo ao que serve como conexão à rede.

Figura 4 – Modelo de Rede de Distribuição Primária



Fonte: Elaborado pelo autor

1.3 Motivação

No sistema elétrico de potência, o monitoramento da rede é essencial para um bom funcionamento. Esse monitoramento é feito através de algoritmos que proporcionam calcular o estado da rede elétrica em regime permanente, nomeados de Algoritmos de Fluxo de Carga. Ou seja, fornecem valores de tensão, corrente e potência. Na transmissão, tem-se os famosos algoritmos de Gauss-Seidel e Newton-Raphson que resolvem o estado da rede.

Na distribuição primária, tem-se algoritmos conhecidos como Método da Soma de Correntes (MSC) e o Método da Soma de Potências (MSP). Esses métodos foram desenvolvidos para calcular o estado de uma rede de distribuição radial em um instante de tempo. Quando a topologia não é puramente radial, ou seja, fracamente malhada, o algoritmo tradicional não consegue obter solução para esse tipo de rede, pois o fluxo de potência não é mais unidirecional. Com isso, deve-se implementar um algoritmo modificado que consiga solucionar o problema. Em Souza et al. (2016), foi apresentado um algoritmo que combina o MSP ao método de Newton para solução de redes fracamente malhadas.

Nos últimos anos, a geração distribuída vem ganhando mais espaço no mercado pois é uma alternativa interessante para melhoria do sistema elétrico de potência. Ela pode injetar potência na rede e "desafogar" uma subestação que esteja fornecendo potência em seu limite; pode evitar a troca "prematura" de um transformador da subestação, que está sofrendo com o aumento de carga; pode diminuir os gastos com energia consumida ao final do mês; pode diminuir perdas evitando transmitir, ou seja, evitando expandir a

rede para atender o aumento de cargas. Esses são alguns dos benefícios que a geração distribuída pode oferecer ao sistema elétrico de potência. Contudo, a presença de GD do tipo barra de tensão controlada limita o uso dos métodos de varredura de rede.

1.4 Objetivos

O presente trabalho tem objetivo propor uma modificação no Método da Soma de Potências (MSP) que permita ser empregado quando a rede de distribuição possuir geração distribuída com ou sem barras de tensão controlada. Essa necessidade é atual, devido ao aumento de interesse e investimento em fontes alternativas e também é prática, pois algoritmos desse tipo são usados em concessionárias distribuidoras diariamente.

São objetivos específicos do trabalho:

- Fazer uma revisão bibliográfica detalhada dos seguintes algoritmos: Gauss-Seidel, Newton-Raphson, MSC e MSP;
- Estudar o MSP e Método de Newton como preparação para a etapa de desenvolvimento;
- Implementar e testar o protótipo em *Matlab*[®];
- Migrar e testar a solução obtida no *Matlab*[®] para o *C#*[®].

1.5 Organização

O presente trabalho está dividido em cinco capítulos:

- Capítulo 1 (Introdução) - É feita uma introdução a respeito do Sistema Elétrico de Potência, além de motivação e objetivos do trabalho.
- Capítulo 2 (Revisão Bibliográfica e Fundamentação Teórica) - É mostrado uma pequena revisão bibliográfica sobre o tema e será descrito assuntos de maior relevância para o desenvolvimento do trabalho.
- Capítulo 3 (Implementação) - É mostrada a implementação do método proposto para uma rede primária de 3 barras com um único gerador, bem como uma rede primária de 6 barras com dois geradores.
- Capítulo 4 (Análise de Resultados) - Utilizar o *Matlab*[®] para ajudar a implementação do algoritmo proposto em *C#*[®].
- Capítulo 5 (Conclusões) - São apresentadas as conclusões a respeito dos resultados obtidos no presente trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Revisão Bibliográfica

A rede elétrica está sendo monitorada, a cada instante, por especialistas da área. Esse monitoramento é de grande importância para entender como o sistema se comporta. Através de estudos científicos, desenvolveu-se ferramentas matemáticas e computacionais para a solução de problemas, que ocorriam e que poderiam ocorrer, na rede elétrica. Para resolução desses problemas, surgiram algoritmos que conseguiam descobrir as variáveis fundamentais do sistema elétrico: tensão, potência e corrente. Com essas variáveis é possível descobrir o estado da rede elétrica em um instante de tempo e com isso, buscar soluções para os problemas apresentados.

Os tradicionais algoritmos de Gauss-Seidel [GLIMN; STAGG, 1957], Newton-Raphson [TINNEY; HART, 1967] e Desacoplado Rápido [STOTT; ALSAÇ, 1974], resolvem de forma eficiente a rede elétrica do sistema de transmissão, pois o desenvolvimento dos mesmos foram feitos em cima das características dessa parte do SEP. Contudo, não apresentam bom desempenho em redes de distribuição longas ou operando próximo de seu limite de estabilidade.

Na distribuição primária, destacam-se o Método da Soma de Correntes e o Método da Soma de Potências. O MSC considera as tensões iniciais nas barras iguais as da subestação. Em uma varredura reversa calcula as correntes e na varredura direta atualiza as tensões [SHIRMOHAMMADI et al., 1988]. Já o MSP considera perdas iniciais em todos os ramos nulas. Na varredura reversa calcula as potências nos trechos e na varredura direta atualiza as perdas e calcula as tensões [CESPEDES, 1990].

Shirmohammadi et al. (1988) foi o primeiro a propor o método da varredura reversa e direta para resolução de redes fracamente malhadas, através do uso de técnicas de compensação multiportas, Thevenin e breakpoints. Cheng et al. (1995) apresentaram um método adaptado ao proposto por Shirmohammadi et al. (1988), incluindo a resolução de sistemas trifásicos.

Teng e Jen-Hao (2003) propuseram um método de resolução do fluxo de carga, para redes de distribuição trifásicas, desbalanceadas, e fracamente malhadas. Seu método usa duas matrizes: uma está relacionada com a corrente injetada na barra e a corrente do ramo, matriz BIBC; a outra está relacionada com a tensão na barra e a corrente de ramo, matriz BCBV. A resolução do fluxo de carga é resolvida apenas com operações puramente

matemáticas, deixando de lado a varredura direta e reversa.

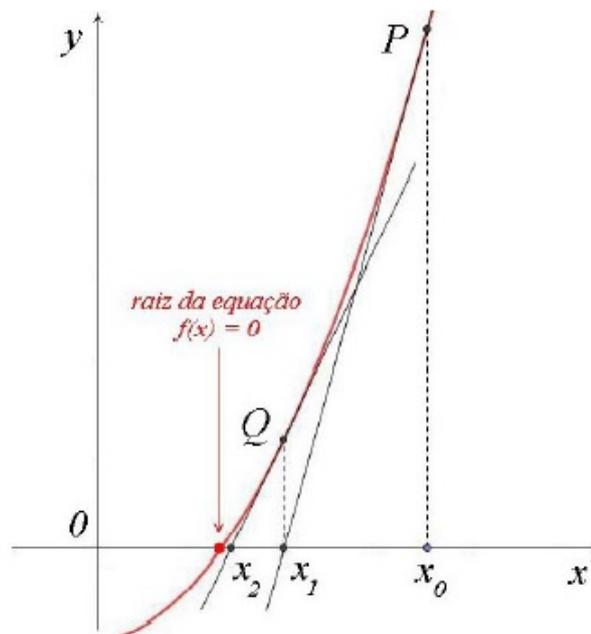
Hu et al. (2010) propuseram um melhoramento de Teng e Jen-Hao (2003) com a inclusão de métodos de compensação por sensibilidade, fatoração LU. Além disso, foi incluído geração distribuída para o modelo de barras PV, P-Q(V) e PI.

Com isso, é possível observar que os novos algoritmos para a distribuição primária, são majoritariamente contribuições dadas em algoritmos existentes. Isso vai desde a resolução de uma rede fracamente malhada com uma melhoria no MSC à resolução de uma rede elétrica fracamente malhada com geração distribuída com melhoria no MSC.

2.2 Método de Newton

Entre os métodos mais elementares para resolução numérica de sistemas de equações, o método de Newton se destaca pela sua simplicidade e eficiência. Ele é usado para resolução iterativa de sistemas de equações lineares ou não-lineares, onde se tem n variáveis e n equações. Seja $f(x)$ derivável em um intervalo $[a,b]$ que contenha uma raiz x^* da equação $f(x^*) = 0$. Consideremos x_0 um ponto desse intervalo que seja uma aproximação da raiz da equação. O método de Newton consiste em calcular uma nova aproximação a partir de x_0 como sendo a abscissa do ponto de interseção do eixo dos x com a reta tangente ao gráfico de $f(x)$ no ponto $P = (x_0, f(x_0))$. Na Figura 5, tem-se a representação gráfica do método de Newton [ANDRADE, 2016].

Figura 5 – Método de Newton



Fonte: Andrade (2016)

A equação da reta que passa pelo ponto P, é dada por:

$$y - f(x^0) = f'(x^0)(x - x^0) \quad (2.1)$$

Fazendo $y = 0$ e $x = x^1$, temos:

$$-f(x^0) = f'(x^0)(x^1 - x^0) \quad (2.2)$$

$$x^1 = x^0 - \frac{-f(x^0)}{f'(x^0)} \quad (2.3)$$

Podemos então generalizar a equação 2.3 para a iteração k, ficando da seguinte forma:

$$x^{k+1} = x^k - \frac{f(x^k)}{f'(x^k)} \quad (2.4)$$

Quando há n equações f_i que dependem de n variáveis de x_i , com $i=\{1, 2, \dots, n\}$, o método de Newton assume o formato matricial. Com isso, as funções são supostas lineares e o processo é iterativo partindo de um conjunto de estimativas iniciais dadas por:

$$\mathbf{x}^0 = \begin{bmatrix} x_1^0 \\ x_2^0 \\ x_3^0 \\ \vdots \\ x_n^0 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Com isso, podemos escrever que o método genérico é dado pela equação 2.6, formada pela atualização de um conjunto de variáveis mostrado na equação 2.7; que dependem das variáveis da iteração anterior, mostrada na equação 2.8; de um conjunto de funções adotadas como argumentos (equação 2.9); e uma matriz quadrada de dimensões nxn formada pelas derivadas parciais das funções em relação às variáveis de x, chamada de Jacobiana e visualizada na equação 2.10.

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k - \mathbf{J}^{k-1} \mathbf{f}^k \quad (2.6)$$

$$\mathbf{x}^{k+1} = \begin{bmatrix} x_1^{k+1} \\ x_2^{k+1} \\ \vdots \\ x_n^{k+1} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

$$\mathbf{x}^k = \begin{bmatrix} x_1^k \\ x_2^k \\ \vdots \\ x_n^k \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

$$\mathbf{f}^k = \begin{bmatrix} f_1^k \\ f_2^k \\ \vdots \\ f_n^k \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

$$\mathbf{J}^k = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1^k}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1^k}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1^k}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2^k}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2^k}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2^k}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n^k}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n^k}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n^k}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

No presente trabalho, o método de Newton é usado para descobrir os valores de potência reativa que os geradores devem injetar na rede de distribuição primária, para que a tensão calculada pelo MSP seja igual a tensão desejada para o controle da barra em que ele está instalado.

2.3 Método da Soma de Potências

É um algoritmo computacional voltado para a resolução do fluxo de carga de redes elétricas radiais, comuns na distribuição primária. Como qualquer método de Fluxo de Carga, o MSP convergido fornece o estado da rede, ou seja, consegue fornecer as tensões e fases de todas as barras, e conseqüentemente, todos os fluxos de potência nos ramos [BRAZ, 2013].

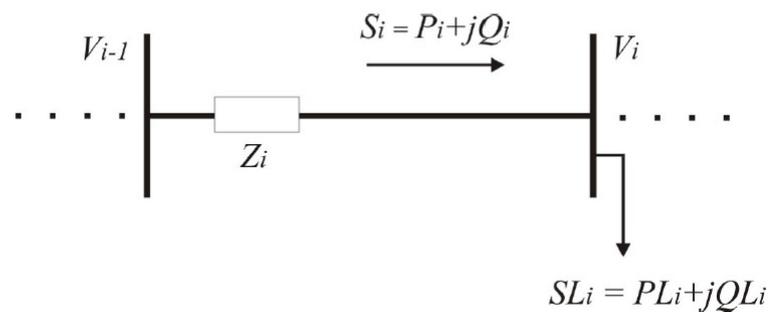
O MSP começa após a etapa de pré-processamento, que é feita pelo algoritmo de Busca em Largura. O usuário fornece como entradas tabelas de subestações, de barras e ramos. A próxima etapa consiste em converter os dados de entrada em uma rede formada exclusivamente por subestações e trechos. Para isso, são criados 2 vetores, Energizados e Desenergizados, para dá apoio no processo de implementação. O algoritmo de Busca em Largura é descrito a seguir:

1. Inicialmente, só quem está energizada é a subestação. Pega o 1º elemento do vetor Energizados, ou seja , o atual;
2. Obtém todos os ramos conectados em atual. Se não houver nenhum ramo, pula para passo 5;

3. Obtém todos os elementos do vetor Desenergizados, ou seja, as barras, adjacentes a atual;
4. Para cada barra obtida em 3, se constar em Desenergizados, adiciona na tabela de trechos da seguinte forma: trecho atual \rightarrow adjacente. Depois, move o elemento para o vetor Energizados e retira o ramo associado da tabela de ramos. Se não constar em Desenergizado, acusa que a rede é não radial.
5. Exclui atual da lista de Energizados e volta para o passo 1 enquanto Energizados não estiver vazio.

Concluída a etapa de pré-processamento, a rede está eletricamente montada. Um trecho genérico i é mostrado na Figura 6.

Figura 6 – Modelo de um trecho da distribuição primária



Fonte: Braz (2013)

Em que:

- V_{i-1} é a tensão de linha na barra anterior;
- V_i é a tensão de linha na barra de origem;
- Z_i é a impedância da linha;
- S_i é o fluxo de potência que chega na barra de origem;
- SL_i é a potência da carga que se encontra na barra.

Tem-se que partir das seguintes premissas para resolução do MSP:

1. Cargas são conhecidas;
2. A tensão da subestação é conhecida;
3. A impedância dos ramos é conhecida.

O que é desconhecido e se quer encontrar:

1. Tensões nas barras;
2. Fluxos, correntes e perdas em todos os ramos;
3. Fluxo na saída da subestação.

Considerando a potência trifásica complexa, tem-se:

$$S_i = \sqrt{3}\widehat{V}_i I_{(i-1)\rightarrow(i)}^* \quad (2.11)$$

Usando as tensões de linha das barras e substituindo na equação 2.11, tem-se:

$$S_i = \sqrt{3}\widehat{V}_i \frac{(\widehat{V}_{i-1} - \widehat{V}_i)^*}{\sqrt{3}\widehat{Z}} \quad (2.12)$$

Substituindo os vetores tensão pelo seu módulo e fasor e a impedância pela sua parte real e imaginária na equação 2.12, tem-se:

$$(P_i - jQ_i)(R_i + jX_i) = V_i V_{i-1} \angle(\delta_i - \delta_{i-1}) - V_i^2 \quad (2.13)$$

Dividindo a equação 2.13 em real e em imaginária, tem-se:

$$P_i + Q_i X + V_i^2 = V_i V_{i-1} \cos(\delta_i - \delta_{i-1}) \quad (2.14)$$

$$P_i X_i - Q_i R_i = V_i V_{i-1} \sin(\delta_i - \delta_{i-1}) \quad (2.15)$$

Somando o quadrado das equações 2.14 e 2.15, tem-se:

$$V_i^4 + A_i V_i^2 + C_i = 0 \quad (2.16)$$

Em que:

$$A_i = P_i R_i + Q_i X_i - \frac{V_{i-1}^2}{2} \quad (2.17)$$

$$C_i = (P_i^2 + Q_i^2)(R_i^2 + X_i^2) \quad (2.18)$$

Manipulando a equação 2.15, pode-se calcular o ângulo de fase das tensões, da seguinte maneira:

$$\delta_i = \delta_{i-1} - \arcsin\left(\frac{P_i X_i - Q_i R_i}{V_i V_{i-1}}\right) \quad (2.19)$$

As perdas podem ser calculadas através da seguinte equação 2.20:

$$\widehat{D}S_i = \widehat{Z}_i \left(\frac{|\widehat{S}_i|^2}{V_i^2} \right) \quad (2.20)$$

Com as perdas calculadas, na próxima iteração atualiza o fluxo de potência, calcula tensão e perdas, e assim ocorre sucessivamente até que a tolerância estipulada pelo usuário seja atingida ou o método divirja.

2.4 Modelos de Carga

As cargas em um sistema elétrico de potência representam o consumo de modo geral, englobando indústrias, comércio, residência, hospitais, etc. Em meio a essa variedade de consumo, podemos destacar três tipos de cargas:

- Cargas Impedância Constante
- Cargas Corrente Constante
- Cargas Potência Constante
- Modelo ZIP ou Polinômial

1. Cargas Impedância Constante (Z)

Essas cargas possuem variação de sua corrente proporcional as eventuais variações de tensão do sistema, sendo modelado por uma impedância constante (Z). Em termos de potência consumida em função da tensão, é possível escrever para duas condições de carregamento distinto de 1 e 2 [BRAZ, 2015]:

$$S_1 = \frac{|V_1|^2}{Z} \quad (2.21)$$

$$S_2 = \frac{|V_2|^2}{Z} \quad (2.22)$$

Substituindo a equação 2.21 na equação 2.22, tem-se:

$$\frac{|V_1|^2}{S_1} = \frac{|V_2|^2}{S_2} \quad (2.23)$$

$$\frac{|V_1|^2}{S_1} = \frac{|V_2|^2}{S_2} \quad (2.24)$$

$$S_2 = \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2 S_1 \quad (2.25)$$

Se S_1 é a potência nominal obtida com $V_1 = 1pu$, tem-se:

$$S_2 = V_2^2 S_{nom} \quad (2.26)$$

2. Cargas Corrente Constante (I)

Nessas cargas não ocorre variação da corrente em virtude da variação de tensão, sendo modeladas por uma fonte de corrente constante (I). Em termos de potência consumida em função da tensão, é possível escrever para duas condições de carregamento distintas 1 e 2 [BRAZ, 2015]:

$$S_1 = \sqrt{3}V_1 I^* \quad (2.27)$$

$$S_2 = \sqrt{3}V_2 I^* \quad (2.28)$$

Substituindo a equação 2.27 na equação 2.28, tem-se:

$$\frac{S_1}{V_1} = \frac{S_2}{V_2} \quad (2.29)$$

$$S_2 = \frac{V_2}{V_1} S_1 \quad (2.30)$$

Se $S_1 = S_{nom}$ e $V_1 = 1pu$, tem-se:

$$S_2 = V_2 S_{nom} \quad (2.31)$$

3. Cargas Potência Constante (P)

Variam a corrente de forma contrária a variação de tensão, de modo a manter a potência constante. São modeladas por fonte de potência constante (P). Em termos de potência, o valor é independente da tensão, ou seja [BRAZ, 2015] :

$$S_2 = S_{nom} \quad (2.32)$$

4. Modelo de Cargas ZIP ou Polinômial

Definindo os índices a_p , b_p , c_p como fatores que ponderam, respectivamente, impedância, corrente e potência constante na porção ativa de uma carga, e com $a_p + b_p + c_p = 1$, é possível escrever [BRAZ, 2015]:

$$P = (a_p V^2 + b_p V + c_p) P_{nom} \quad (2.33)$$

O mesmo serve para a parte reativa:

$$Q = (a_q V^2 + b_q V + c_q) Q_{nom} \quad (2.34)$$

Esse modelo é conhecido como ZIP e permite representar todos os modelos de cargas apresentadas da seguinte maneira:

a) Impedância Constante

$$a_p = a_q = 1 \quad (2.35)$$

$$b_p = b_q = c_p = c_q = 0 \quad (2.36)$$

b) Corrente Constante

$$b_p = b_q = 1 \quad (2.37)$$

$$a_p = a_q = c_p = c_q = 0 \quad (2.38)$$

c) Potência Constante

$$c_p = c_q = 1 \quad (2.39)$$

$$a_p = a_q = b_p = b_q = 0 \quad (2.40)$$

Esse é o modelo de carga usado no presente trabalho, pois pode representar os três tipos de carga apenas com ajustes de variáveis, bem como qualquer combinação dos três tipos.

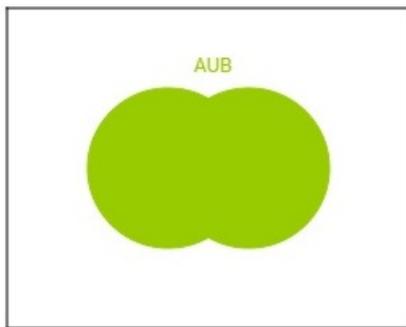
2.5 Conjuntos

Pode-se definir um conjunto como sendo uma coleção de objetos definidos, ou seja, uma composição de elementos[SAMPAIO, 2010]. Suas operações são definidas por:

1. **União:** A união de dois conjuntos quaisquer A e B, definida por $A \cup B$, é o conjunto dos elementos z, onde z pertence a pelo menos um dos conjuntos A ou B.
2. **Interseção:** A interseção de dois conjuntos quaisquer A e B, definida por $A \cap B$, é o conjunto dos elementos z, onde z pertence a ambos os conjuntos A e B.
3. **Complemento:** Se A e B são conjuntos, o complemento de B em A é definido por $A - B$.

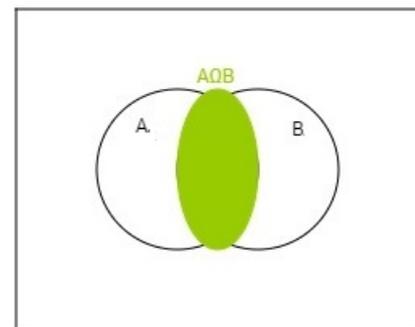
Os conjuntos podem ser representados pelos chamados diagramas de Venn. Na Figuras 7, 8 e 9, tem-se as representações das três operações sobre conjuntos citadas acima.

Figura 7 – União



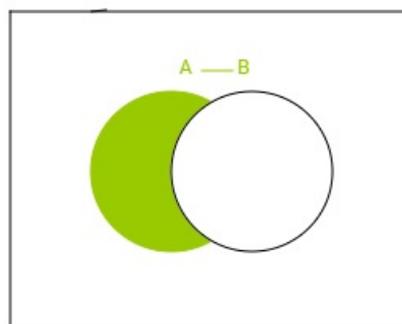
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 8 – Interseção



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 9 – Complemento



Fonte: Elaborado do autor

O entendimento das operações de conjuntos é importante, pois será usado como parte da resolução das derivadas parciais do método de Newton.

3 MÉTODO E IMPLEMENTAÇÃO

Nesse capítulo será mostrado o desenvolvimento matemático para um sistema de três barras com um gerador instalado e um sistema de seis barras com dois geradores. O objetivo é formular o algoritmo do MSP modificado para n geradores do tipo barra controlada. Em seguida, é descrita a implementação do MSP modificado para resolução de redes de distribuição com geração distribuída.

3.1 Fundamentos

Existem dois tipos de geradores: PQ e PV. O modelo de um gerador PQ, inclui apenas P_G e Q_G , sendo as potências injetadas na barra onde o mesmo está instalado. Para esse tipo de gerador, o MSP tradicional já funciona, considerando-o como uma carga negativa por causa da injeção de potência. O modelo do gerador PV, inclui P_G , Q_{min} , Q_{max} e $V_{desejado}$. Nesse caso, o MSP tradicional não consegue resolver uma rede com esse tipo de gerador, sendo necessário uma modificação.

Como descrito na Seção 2.3, o Método da Soma de Potências Convencional só resolve redes de distribuição primária de topologia radial. Quando existe geração distribuída do tipo barra de tensão controlada (PV) na rede, o MSP precisa ser modificado para ser capaz de chegar na resposta do estado da rede.

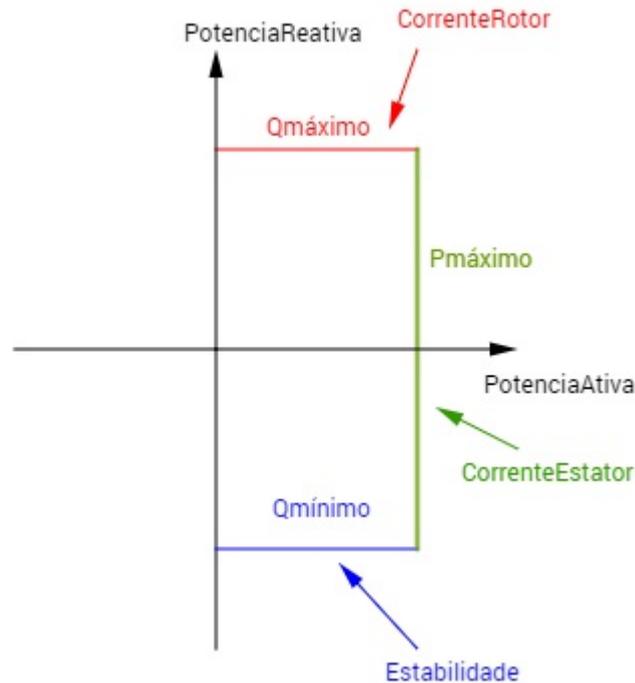
Geradores podem ser instalados em qualquer barra da rede. Em geral, sua potência ativa é especificada, bem como seus limites máximo e mínimo de potência reativa disponível. O gerador varia a potência reativa injetada na rede visando controlar a tensão na barra em um valor desejado. A curva mostrada na Figura 10, ilustra uma versão mais aproximada dos limites operacionais do gerador [CHAPMAN, 2013]:

1. **Corrente do Estator:** A corrente não pode ultrapassar o valor limite e, caso ultrapasse, não pode permanecer nessa região por muito tempo, uma vez que o gerador poderá queimar os enrolamentos do estator, pois não está na potência desejada.
2. **Corrente do rotor:** Essa corrente controla a máxima tensão interna que o gerador pode assumir por causa de suas características construtivas, ou seja, caso o gerador opere com fator de potência baixo e atrasado, a tensão interna será bem maior, podendo ultrapassar os limites permitidos e queimar os enrolamentos do rotor.
3. **Estabilidade:** O ângulo entre a tensão interna e a tensão nos terminais do gerador, não deve ultrapassar os 90° . Quando o fator de potência está muito baixo e adiantado,

esse ângulo aumenta e a máquina perde a estabilidade, indo para o 4^o quadrante.

Na Figura 10 tem-se um gráfico, já na forma aproximada, que representa os limites do gerador.

Figura 10 – Limites do Gerador



Fonte: Elaborado pelo autor

Definido os limites do gerador i , propõe-se usar o método de Newton para encontrar o valor da potência reativa Q_{Gi} que leva a função f_i a zero, conforme mostrado na equação 3.1.

$$f_i = |\hat{V}_{calculadoi}| - V_{desejadoi} \quad (3.1)$$

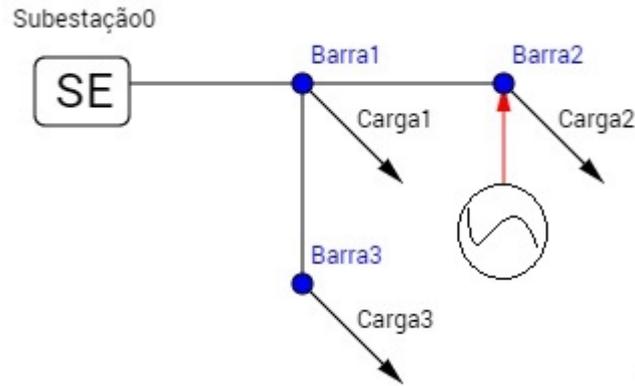
Para n geradores, tem-se um sistema com n incógnitas e n equações.

3.2 Sistema de Três Barras com um Gerador

Considere a Figura 11 em que uma rede radial de três barras com um gerador instalado na barra 2. Como essa rede possui um único gerador instalado, tem-se que a variável a ser encontrada é a potência reativa Q_{G2} . Com isso, a função que será anulada, é a seguinte:

$$f_2 = |\hat{V}_2| - V_{desejado2} \quad (3.2)$$

Figura 11 – Sistema de Três Barras com um Gerador



Fonte: Elaborado pelo autor

Para encontrar o valor de Q_{G2} , tem-se:

$$\Delta Q_{G2} = -\frac{f_2}{\frac{\partial f_2}{\partial Q_{G2}}} \quad (3.3)$$

Mas quem é $\frac{\partial f_2}{\partial Q_{G2}}$?

Sabe-se que:

$$\widehat{V}_2 = \widehat{V}_0 - \sum_{i \in \Omega_2} \widehat{Z}_i \frac{\widehat{S}_i^*}{\widehat{V}_i^*} \quad \text{com } \Omega_2 = \{1, 2\} \quad (3.4)$$

Em que:

- Ω_2 é o conjunto de trechos no caminho da subestação até a barra onde o gerador está instalado;
- \widehat{V}_0 é o fasor tensão de linha da subestação;
- \widehat{V}_i é o fasor tensão de linha do trecho i , com $i = \{1, 2, 3\}$;
- \widehat{Z}_i é o fasor impedância do ramo i ;
- \widehat{S}_i é o fasor potência complexa trifásica no final do trecho i .

Definindo $\frac{\widehat{Z}_i}{\widehat{V}_i^*} = A_i + jB_i$, tem-se:

$$\widehat{V}_2 = \widehat{V}_0 - \sum_{i \in \Omega_2} (A_i + jB_i)(\widehat{S}_i^*) \quad (3.5)$$

$$\widehat{V}_2 = \widehat{V}_0 - \sum_{i \in \Omega_2} (A_i + jB_i)(P_i - jQ_i) \quad (3.6)$$

$$\widehat{V}_2 = \widehat{V}_0 - \sum_{i \in \Omega_2} (A_i P_i + B_i Q_i) + j(B_i P_i - A_i Q_i) \quad (3.7)$$

Separando as componentes retangulares, tem-se:

$$\Re(\widehat{V}_2) = V_0 \cos(\delta_0) - \sum_{i \in \Omega_2} (A_i P_i + B_i Q_i) \quad (3.8)$$

$$\Im(\widehat{V}_2) = V_0 \sin(\delta_0) - \sum_{i \in \Omega_2} (B_i P_i - A_i Q_i) \quad (3.9)$$

Onde:

- \Re representa a parte real;
- \Im representa a parte imaginária.

Substituindo as equações 3.8 e 3.9 na equação 3.2, tem-se:

$$f_2 = \sqrt{\Re(\widehat{V}_2)^2 + \Im(\widehat{V}_2)^2} - V_{desejado2} \quad (3.10)$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial Q_2} = \frac{1}{2} [\Re(\widehat{V}_2)^2 + \Im(\widehat{V}_2)^2]^{-\frac{1}{2}} [2\Re(\widehat{V}_2) \frac{\partial}{\partial Q_{G2}} (\Re(\widehat{V}_2)) + 2\Im(\widehat{V}_2) \frac{\partial}{\partial Q_{G2}} (\Im(\widehat{V}_2))] \quad (3.11)$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial Q_{G2}} = \frac{\Re(\widehat{V}_2) \frac{\partial}{\partial Q_{G2}} (\Re(\widehat{V}_2)) + \Im(\widehat{V}_2) \frac{\partial}{\partial Q_{G2}} (\Im(\widehat{V}_2))}{|\widehat{V}_2|} \quad (3.12)$$

Resta calcular as derivadas parciais de $\Re(\widehat{V}_2)$ e $\Im(\widehat{V}_2)$ com relação a Q_{G2} . Nesse cálculo, algumas simplificações são feitas:

1. Rigorosamente, os fluxos P_i e Q_i são formados por um somatório de cargas e um somatório das perdas. As perdas representam uma parcela pequena do fluxo, de modo que vamos desconsiderar as perdas. Assim, P_i não depende de Q_{G2} e Q_i sempre terá em suas parcelas $-Q_{G2}$.
2. A_i e B_i , dependem da impedância do trecho que é constante e da tensão, que para o trecho i , com $i \in \Omega_2$, depende de Q_{G2} . Contudo, deve-se supor que depende pouco ou fracamente, uma vez que em uma rede real a injeção da geração distribuída tende a ser menor que o somatório das cargas. Assim, $A_i + jB_i$ será tratado como constante para efeito do cálculo da derivada.

Finalmente, aplicando as simplificações conforme descrito, tem-se:

$$\frac{\partial}{\partial Q_{G2}}(\Re(\widehat{V}_2)) = - \sum_{i \in \Omega_2} -B_i \quad (3.13)$$

$$\frac{\partial}{\partial Q_{G2}}(\Re(\widehat{V}_2)) = \sum_{i \in \Omega_2} B_i \quad (3.14)$$

$$\frac{\partial}{\partial Q_{G2}}(\Im(\widehat{V}_2)) = - \sum_{i \in \Omega_2} +A_i \quad (3.15)$$

$$\frac{\partial}{\partial Q_{G2}}(\Im(\widehat{V}_2)) = - \sum_{i \in \Omega_2} A_i \quad (3.16)$$

Substituindo as equações 3.14 e 3.16 na equação 3.12, tem-se:

$$\frac{\partial f_2}{\partial Q_{G2}} = \frac{\Re(\widehat{V}_2) \sum_{i \in \Omega_2} B_i - \Im(\widehat{V}_2) \sum_{i \in \Omega_2} A_i}{|\widehat{V}_2|} \quad (3.17)$$

De posse da equação 3.17, o método de Newton pode ser aplicado em parceria com o MSP na solução de rede da Figura 11. Os dados de entrada utilizados são representados na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados de Entrada da Rede de Três Barras e um Gerador Instalado sem Limites de Potência Reativa

De	Para	R (Ohms)	X (Ohms)	PL (MW)	QL (Mvar)	PG (MW)	QG (Mvar)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)	V (kV)	Fase (Graus)
0	1	3,00	4,00	0,64	0,48	-----	-----	-----	-----	13,80	0,00
1	2	4,00	5,00	0,80	0,60	0,40	-----	-10,00	10,00	13,80	0,00
1	3	4,00	3,00	0,32	0,24	-----	-----	-----	-----	13,80	0,00

Observe que $P_G = 0$ e que a faixa de reativos disponíveis foi propositalmente deixado suficientemente larga para tornar o teste independente dos limites do gerador: $Q_{min} = 0$ e $Q_{max} = 0$. A tensão desejada foi $V_{2desejado} = 13,8\text{kV}$. A estimativa inicial de potência reativa é dado pela média aritmética Q_{min} e Q_{max} . Para a primeira iteração, tem-se:

$$Q_{G2} = \frac{Q_{min} + Q_{max}}{2} \rightarrow Q_{G2} = \frac{-10 + 10}{2} \rightarrow Q_{G2} = 0\text{Mvar} \quad (3.18)$$

A tensão na barra 2 é :

$$|\widehat{V}_2| = 12,71\text{kV} \quad (3.19)$$

Logo:

$$f_2 = 12,71 - 13,8 = -1,09 \quad (3.20)$$

Tabela 2 – Resultado da Rede de Três Barras com um Gerador Instalado sem Limites de Potência Reativa

De	Para	R (Ohms)	X (Ohms)	PL (MW)	QL (Mvar)	PG (MW)	QG (Mvar)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)	V (kV)	Fase (Graus)
0	1	3,00	4,00	0,64	0,48	---	---	---	---	13,5591	-1,9311
1	2	4,00	5,00	0,80	0,60	0,40	1,6043	-10,00	10,00	13,8000	-3,7739
1	3	4,00	3,00	0,32	0,24	---	---	---	---	13,4099	-1,9311

Para o novo valor de Q_{G2} , tem-se:

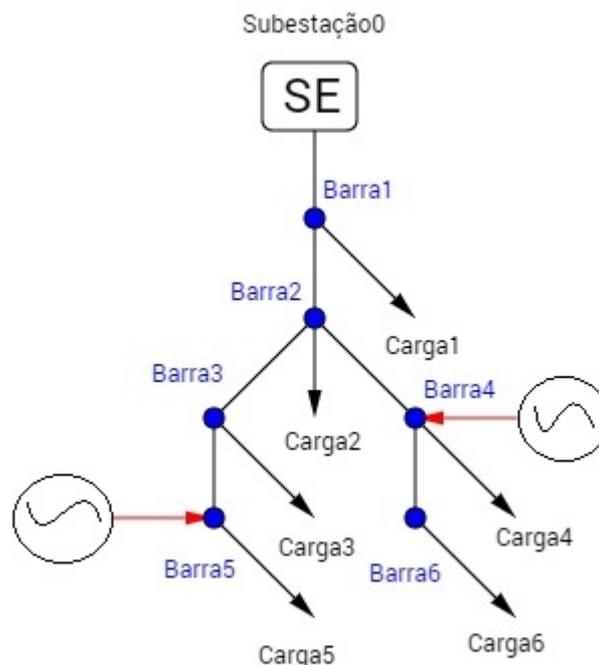
$$\frac{\partial f_2}{\partial Q_{G2}} = 0,6987 \rightarrow Q_{G2}^{Novo} - Q_{G2}^{Velho} = \frac{-1.09}{0.6987} \rightarrow Q_{G2}^{Novo} = 1,56\text{Mvar} \quad (3.21)$$

Após sete iterações, o método converge com $f_2 = 0$. Os resultados são mostrados na Tabela 2.

3.3 Sistema de Seis Barras com Dois Geradores

Considere a figura 12 em que uma rede radial de seis barras com dois geradores instalados é mostrada. Como essa rede possui dois geradores, tem-se duas potências reativas a serem encontradas: Q_{G4} e Q_{G5} . Com isso, as funções que devem ser anuladas são representadas pelas equações 3.22 e 3.23.

Figura 12 – Sistema de Seis Barras com Dois Geradores



Fonte: Elaborado pelo autor

$$f_4 = |\widehat{V}_4| - V_{desejado4} \quad (3.22)$$

$$f_5 = |\widehat{V}_5| - V_{desejado5} \quad (3.23)$$

O método de Newton, nesse caso, pode ser formulado como:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_{G4} \\ \Delta Q_{G5} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial f_4}{\partial Q_{G4}} & \frac{\partial f_4}{\partial Q_{G5}} \\ \frac{\partial f_5}{\partial Q_{G4}} & \frac{\partial f_5}{\partial Q_{G5}} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} f_4 \\ f_5 \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Agora tem-se que encontrar um método para calcular os elementos da matriz Jacobiana. Adotando as mesmas variáveis da seção 3.2, tem-se:

$$\widehat{V}_5 = \widehat{V}_0 - \sum_{i \in \Omega_5} \widehat{Z}_i \frac{\widehat{S}_i^*}{\widehat{V}_i^*}, \quad \text{com } \Omega_5 = \{1, 2, 3, 5\} \quad (3.25)$$

$$\widehat{V}_4 = \widehat{V}_0 - \sum_{i \in \Omega_4} \widehat{Z}_i \frac{\widehat{S}_i^*}{\widehat{V}_i^*}, \quad \text{com } \Omega_4 = \{1, 2, 4\} \quad (3.26)$$

Essas expressões, supondo que $\frac{\widehat{Z}_i}{\widehat{V}_i^*} = A_i + jB_i$, resultam em:

$$\Re(\widehat{V}_5) = V_0 \cos(\delta_0) - \sum_{i \in \Omega_5} (A_i P_i + B_i Q_i) \quad (3.27)$$

$$\Im(\widehat{V}_5) = V_0 \sin(\delta_0) - \sum_{i \in \Omega_5} (B_i P_i - A_i Q_i) \quad (3.28)$$

$$\Re(\widehat{V}_4) = V_0 \cos(\delta_0) - \sum_{i \in \Omega_4} (A_i P_i + B_i Q_i) \quad (3.29)$$

$$\Im(\widehat{V}_4) = V_0 \sin(\delta_0) - \sum_{i \in \Omega_4} (B_i P_i - A_i Q_i) \quad (3.30)$$

Substituindo as equações 3.27 e 3.28 na equação 3.23, e depois derivando em relação Q_{G5} , tem-se:

$$\frac{\partial f_5}{\partial Q_{G5}} = \frac{\Re(\widehat{V}_5) \sum_{i \in \Omega_5} B_i - \Im(\widehat{V}_5) \sum_{i \in \Omega_5} A_i}{|\widehat{V}_5|} \quad (3.31)$$

Esse procedimento vale para as quatro derivadas parciais alterando apenas as variáveis. A questão agora passa a ser: "Como calcular as derivadas parciais de $\Re(\widehat{V}_5)$ e $\Im(\widehat{V}_5)$ ". Derivando parcialmente a expressão 3.27 em relação à Q_{G5} , tem-se:

$$\frac{\partial}{\partial Q_{G5}} \Re(\widehat{V}_5) = -\frac{\partial}{\partial Q_{G5}} \sum_{i \in \Omega_5} (A_i P_i + B_i Q_i), \quad \text{com } \Omega = \{1, 2, 3, 5\}. \quad (3.32)$$

- Supondo V_i independente de Q_{G5} , A_i e B_i podem ser tratados como constantes;
- Supõe que as perdas são desprezíveis, o fluxo no trecho i é apenas as somas das cargas dos trechos a jusante de i mais ele próprio.

Assim, P_i independe de Q_{G5} e conseqüentemente terá derivada igual a zero. Q_i por outro lado é função de Q_{G5} . Em todos os trechos de Ω_5 haverá o termo $-Q_{G5}$, o que será:

$$\frac{\partial}{\partial Q_{G5}} \Re(\widehat{V}_5) = \sum_{i \in \Omega_5} B_i \quad (3.33)$$

E como fica $\frac{\partial}{\partial Q_{G4}} \Re(\widehat{V}_5) = ?$

Desprezar perdas implica em derivada igual a zero em P_i . Olhando para a parte de Q_i , a derivada é nula em todo trecho Ω_5 que não pertença a Ω_4 . Caso o trecho pertença a Ω_5 e Ω_4 , seu o fluxo reativo vai ter o termo $-Q_{G4}$ cuja derivada é -1. Conclusão:

$$\frac{\partial}{\partial Q_{G4}} (\Re(\widehat{V}_5)) = \sum_{i \in (\Omega_5 \cap \Omega_4)} B_i \quad (3.34)$$

Extrapolando, tem-se:

$$\frac{\partial}{\partial Q_{G5}} (\Im(\widehat{V}_5)) = -\sum_{i \in \Omega_5} A_i \quad (3.35)$$

$$\frac{\partial}{\partial Q_{G5}} \Re(\widehat{V}_4) = \sum_{i \in (\Omega_4 \cap \Omega_5)} B_i \quad (3.36)$$

$$\frac{\partial}{\partial Q_{G5}} \Im(\widehat{V}_4) = -\sum_{i \in (\Omega_4 \cap \Omega_5)} A_i \quad (3.37)$$

$$\frac{\partial}{\partial Q_{G4}} \Im(\widehat{V}_5) = -\sum_{i \in (\Omega_5 \cap \Omega_4)} A_i \quad (3.38)$$

$$\frac{\partial}{\partial Q_{G4}} \Re(\widehat{V}_4) = \sum_{i \in \Omega_4} B_i \quad (3.39)$$

$$\frac{\partial}{\partial Q_{G4}} \mathfrak{S}(\widehat{V}_4) = - \sum_{i \in \Omega_4} A_i \quad (3.40)$$

Montando as derivadas completas, tem-se:

$$\frac{\partial f_5}{\partial Q_{G5}} = \frac{1}{|\widehat{V}_5|} [\Re(\widehat{V}_5) \sum_{i \in \Omega_5} B_i - \Im(\widehat{V}_5) \sum_{i \in \Omega_5} A_i] \quad (3.41)$$

$$\frac{\partial f_5}{\partial Q_{G4}} = \frac{1}{|\widehat{V}_5|} [\Re(\widehat{V}_5) \sum_{i \in (\Omega_5 \cap \Omega_4)} B_i - \Im(\widehat{V}_5) \sum_{i \in (\Omega_5 \cap \Omega_4)} A_i] \quad (3.42)$$

$$\frac{\partial f_4}{\partial Q_{G5}} = \frac{1}{|\widehat{V}_4|} [\Re(\widehat{V}_5) \sum_{i \in (\Omega_4 \cap \Omega_5)} B_i - \Im(\widehat{V}_4) \sum_{i \in (\Omega_4 \cap \Omega_5)} A_i] \quad (3.43)$$

$$\frac{\partial f_4}{\partial Q_{G4}} = \frac{1}{|\widehat{V}_4|} [\Re(\widehat{V}_4) \sum_{i \in \Omega_4} B_i - \Im(\widehat{V}_4) \sum_{i \in \Omega_4} A_i] \quad (3.44)$$

Sabendo que :

$$\Re(\widehat{V}_i) = (|V_i|) \cos(\delta_i) \quad (3.45)$$

$$\Im(\widehat{V}_i) = (|V_i|) \sin(\delta_i) \quad (3.46)$$

Substituindo equação 3.45 e 3.46 nas equações das derivadas, tem-se:

$$\frac{\partial f_5}{\partial Q_{G5}} = \cos(\delta_0) \sum_{i \in \Omega_5} B_i - \sin(\delta_0) \sum_{i \in \Omega_5} A_i \quad (3.47)$$

$$\frac{\partial f_5}{\partial Q_{G4}} = \cos(\delta_0) \sum_{i \in (\Omega_5 \cap \Omega_4)} B_i - \sin(\delta_0) \sum_{i \in (\Omega_5 \cap \Omega_4)} A_i \quad (3.48)$$

$$\frac{\partial f_4}{\partial Q_{G5}} = \cos(\delta_0) \sum_{i \in (\Omega_4 \cap \Omega_5)} B_i - \sin(\delta_0) \sum_{i \in (\Omega_4 \cap \Omega_5)} A_i \quad (3.49)$$

$$\frac{\partial f_4}{\partial Q_{G4}} = \cos(\delta_0) \sum_{i \in \Omega_4} B_i - \sin(\delta_0) \sum_{i \in \Omega_4} A_i \quad (3.50)$$

De posse de (3.47)–(3.50), o método de Newton pode ser aplicado em parceria com o MSP na solução da rede da Figura 12. Os dados de entrada utilizados são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Dados de Entrada da Rede de Seis Barras e Dois Geradores Instalados sem Limites de Potência Reativa

De	Para	R (Ohms)	X (Ohms)	PL (MW)	QL (Mvar)	PG (MW)	QG (Mvar)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)	V (kV)	Fase (Graus)
0	1	2,00	1,00	0,64	0,20	---	---	---	---	13,80	0,00
1	2	1,00	2,00	0,50	0,40	---	---	---	---	13,80	0,00
2	3	2,00	3,00	0,80	0,60	---	---	---	---	13,80	0,00
2	4	1,00	1,00	1,00	0,50	0,20	---	-10,00	10,00	13,80	0,00
3	5	2,00	2,00	0,64	0,30	0,30	---	-10,00	10,00	13,80	0,00
4	6	1,00	3,00	0,50	0,50	---	---	---	---	13,80	0,00

Observe que $P_{G4} = 0$ e $P_{G5} = 0$ e que a faixa de reativos disponíveis foi propositalmente deixada suficientemente larga para tonar o teste independente dos limites dos geradores: $Q_{min} = 0$ e $Q_{max} = 0$. As tensões desejadas são $V_{d4} = 13,8\text{kV}$ $V_{d5} = 13,8\text{kV}$. A estimativa inicial de potência reativa, será a média aritmética Q_{max} e Q_{min} . Para a primeira iteração, tem-se:

$$Q_{G4} = Q_{G5} = \frac{Q_{min} + Q_{max}}{2} = \frac{-10 + 10}{2} = 0\text{Mvar} \quad (3.51)$$

As tensões nas barras 4 e 5, são:

$$|\hat{V}_4| = 12.1950\text{kV} \quad (3.52)$$

$$|\hat{V}_5| = 11.8587\text{kV} \quad (3.53)$$

Logo:

$$f_4 = 12.1950 - 13.8000 = -1.6050 \quad (3.54)$$

$$f_5 = 11.8587 - 13.8000 = -1.9413 \quad (3.55)$$

Para as derivadas parciais, tem-se:

$$\frac{\partial f_4}{\partial Q_{G4}} = \cos(-0.8201^0)[B_1 + B_2 + B_4] - \sin(-0.8201^0)[A_1 + A_2 + A_4]$$

$$\frac{\partial f_4}{\partial Q_{G4}} = \cos(-0.8201^0)0.3197 - \sin(-0.8201^0)0.3188 = 0.3242 \quad (3.56)$$

Adotando procedimento similar:

$$\frac{\partial f_4}{\partial Q_{G5}} = 0.2422 \quad (3.57)$$

$$\frac{\partial f_5}{\partial Q_{G4}} = 0.2444 \quad (3.58)$$

$$\frac{\partial f_5}{\partial Q_{G5}} = 0.6639 \quad (3.59)$$

Temos que a matriz Jacobiana é:

$$J = \begin{bmatrix} 0.3242 & 0.2422 \\ 0.2444 & 0.6639 \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

Logo, ΔQ_G é dado por:

$$\Delta Q_G = \begin{bmatrix} 0.3242 & 0.2422 \\ 0.2444 & 0.6639 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} -1.6050 \\ -1.9413 \end{bmatrix}$$

$$\Delta Q_G = \begin{bmatrix} 3.8153 \\ 1.5195 \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

Onde:

$$Q_{G4} = 3.8153 \text{Mvar} \quad (3.62)$$

$$Q_{G5} = 1.5195 \text{Mvar} \quad (3.63)$$

De forma análoga ao que foi feito acima, para uma 2ª iteração, tem-se:

$$f_4 = -0.0896 \quad (3.64)$$

$$f_5 = -0.1112 \quad (3.65)$$

$$J = \begin{bmatrix} 0.3065 & 0.2336 \\ 0.2378 & 0.6076 \end{bmatrix} \quad (3.66)$$

$$\Delta Q_G = \begin{bmatrix} 4.0331 \\ 1.6172 \end{bmatrix} \quad (3.67)$$

$$Q_{G4} = 4.0331 \text{Mvar} \quad (3.68)$$

$$Q_{G5} = 1.6172\text{Mvar} \quad (3.69)$$

Após nove iterações, o método convergiu com $f_4 = 0$ e $f_5 = 0$. Os resultados são mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 – Resultados da Rede de Seis Barras com Dois Geradores Instalados sem Limites de Potência Reativa

De	Para	R (Ohms)	X (Ohms)	PL (MW)	QL (Mvar)	PG (MW)	QG (Mvar)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)	V (kV)	Fase (Graus)
0	1	2,00	1,00	0,64	0,20	-----	-----	-----	-----	13,4324	-2,9566
1	2	1,00	2,00	0,50	0,40	-----	-----	-----	-----	13,6753	-5,8847
2	3	2,00	3,00	0,80	0,60	-----	-----	-----	-----	13,6579	-7,3914
2	4	1,00	1,00	1,00	0,50	0,20	4,0825	-10,00	10,00	13,8000	-7,2138
3	5	2,00	2,00	0,64	0,30	0,30	1,6355	-10,00	10,00	13,8000	-8,4101
4	6	1,00	3,00	0,50	0,50	-----	-----	-----	-----	13,6533	-7,5179

3.4 Generalização para n Geradores

De posse dos conhecimentos apresentados nas seções 3.2 e 3.3, podemos generalizar o método para rede com n geradores, localizados nas barras $\{i_1, i_2, i_3, \dots, i_n\}$. O Método de Newton generalizado para n geradores pode ser formulado como:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_{Gi1} \\ \Delta Q_{Gi2} \\ \vdots \\ \Delta Q_{Gij} \\ \vdots \\ \Delta Q_{Gin} \end{bmatrix} = -J^{-1} \begin{bmatrix} f_{i1} \\ f_{i2} \\ \vdots \\ f_{ij} \\ \vdots \\ f_{in} \end{bmatrix} \quad (3.70)$$

Em que:

- ΔQ_{Gij} é a correção da potência reativa do gerador ij ;
- f_{ij} é a função que mede o erro no módulo da tensão calculada (\widehat{V}_{ij}) em relação ao valor desejado ($V_{desejadoij}$): $f_{ij} = |\widehat{V}_{ij}| - V_{desejadoij}$;
- J é a matriz Jacobiana do sistema de equações.

A matriz Jacobiana é quadrada de ordem n, e pode ser calculada utilizando uma única expressão recorrente que estabelece o elemento da k-ésima posição (k, y) como sendo:

$$\frac{\partial f_k}{\partial Q_{Gy}} = \cos \delta_k \sum_{x \in \Omega_k \cap \Omega_y} B_x - \sin \delta_k \sum_{x \in \Omega_k \cap \Omega_y} A_x \quad (3.71)$$

Por exemplo, para três geradores, instalados nas barras 10, 50 e 80 de um sistema de distribuição genérico, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_{G10} \\ \Delta Q_{G50} \\ \Delta Q_{G80} \end{bmatrix} = -J^{-1} \begin{bmatrix} f_{10} \\ f_{50} \\ f_{80} \end{bmatrix} \quad (3.72)$$

Para exemplificar a matriz Jacobina, tem-se nas equações 3.73 e 3.74, respectivamente, a demonstração dos elementos localizados na linha 1-coluna 1 e linha 2-coluna 3.

$$\frac{\partial f_{10}}{\partial Q_{G10}} = \cos \delta_{10} \sum_{x \in (\Omega_{10} \cap \Omega_{10})} B_x - \sin \delta_{10} \sum_{x \in (\Omega_{10} \cap \Omega_{10})} A_x \quad (3.73)$$

$$\frac{\partial f_{50}}{\partial Q_{G80}} = \cos \delta_{50} \sum_{x \in (\Omega_{50} \cap \Omega_{80})} B_x - \sin \delta_{50} \sum_{x \in (\Omega_{50} \cap \Omega_{80})} A_x \quad (3.74)$$

3.5 Implementação

O método proposto é uma modificação no Método da Soma de Potências (MSP) que permite que ele seja empregado quando a rede de distribuição possui geração distribuída com ou sem barras de tensão controlada. Os dados de entrada do programa, são:

1. **Dados da Subestação:** tensão na subestação;
2. **Dados das Barras:** quantidade de barras existentes; tensão nas barras; tipo de gerador; potência ativa e reativa; limites de potência reativa dos geradores; tensão desejada.
3. **Dados dos Ramos:** identificação do início e fim do ramo; valores da impedância dos ramos; valores de perdas; valores de corrente; fluxo de potência no ramo;
4. **Dados do Trecho:** identifica onde começa e finaliza o trecho; mostra se naquela barra existe mais de um trecho ligado.

De posse dos dados de entrada, os seguintes passos são efetuados para execução do algoritmo:

1. Leitura do arquivo de entrada e construção do modelo de rede com subestação e trechos;
2. Verifica se a rede possui geradores instalados. Caso não possua, executa o MSP tradicional. Caso possua, guarda as barras onde os geradores estão instalados;

3. Vai nas barras onde os geradores estão instalados, e estabelece o valor inicial de Q_G , chamado de "estimativa inicial" da potência reativa;
4. Executa o MSP;
5. Testa se o MSP convergiu. Caso tenha convergido, calcula os erros das tensões e obtém o maior erro absoluto;
6. Começa o *loop* principal, calculando a matriz Jacobiana. Suas dimensões são definidas pela quantidade de geradores instalados;
7. Descobre os caminhos da subestação até as barras onde os geradores estão instalados.
8. Obtém os conjuntos necessários para executar os somatórios apresentados na seção que visam descobrir as derivadas parciais, ou seja, os valores dos elementos da matriz Jacobiana.
9. Calcula os valores de delta conforme formulação do método de Newton.
10. Testa se o novo Q_G com aplicação de delta violou os limites inferior e superior do gerador. Caso viole, tem-se:

Violação Superior:

$$Q_{Gnovo} = Q_{max}, \text{ Gerador sai do processo iterativo} \quad (3.75)$$

Violação Inferior:

$$Q_{Gnovo} = Q_{min}, \text{ Gerador sai do processo iterativo} \quad (3.76)$$

Caso contrário:

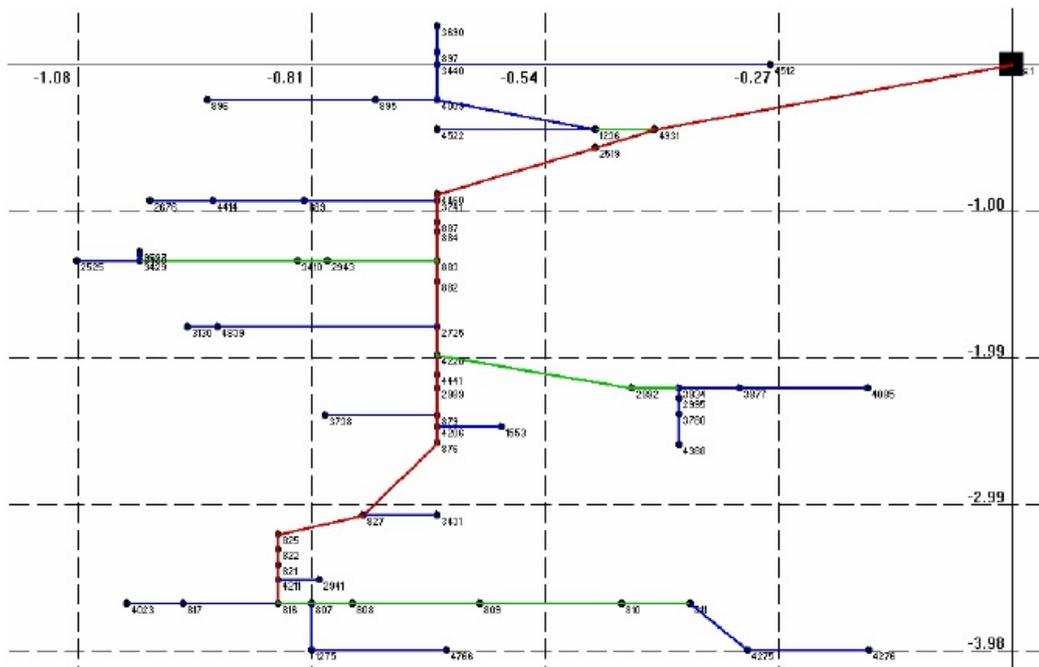
$$Q_{Gnovo} = Q_{Gvelho} + \Delta Q_G \quad (3.77)$$

11. Testa se algum gerador fora do processo iterativo deve voltar a controlar tensão:
Se $Q_G = Q_{max}$ e a tensão calculada é maior que a desejada ou se $Q_G = Q_{min}$ e a tensão calculada é menor que a desejada.
12. Executa novamente o MSP;
13. Caso as diferenças entre a tensão calculada e a tensão desejada atendam a tolerância, o algoritmo finaliza. Caso contrário, retorna para o item 6.

4 ANÁLISE DE RESULTADOS

Na Figura 13, tem-se o modelo da rede real de distribuição radial com 63 barras, localizada na cidade de Campina Grande no estado da Paraíba. Na Tabela 5, tem-se os dados dessa rede, observando que não possui nenhuma geração distribuída instalada. Para a confirmação de validação do método proposto, será realizada a instalação de geração distribuída nessa rede. A execução será feita pelo software Microsoft Visual Studio 2015, na linguagem de programação que foi desenvolvida o método, $C\#\text{®}$, em uma máquina com INTEL CORE I5 e com 4GB de memória RAM. Foram feitos os seguintes testes de validação, com uma tolerância estipulada pelo usuário de 10^{-6} :

Figura 13 – Modelo da Rede de Distribuição Radial Real de 63 Barras



Fonte: Braz (2003)

1. Rede de 63 barras com um gerador instalado sem limites de potência reativa;
2. Rede de 63 barras com um gerador instalado com limites de potência reativa;
3. Rede de 63 barras com dois geradores instalados sem limites de potência reativa;
4. Rede de 63 barras com dois geradores instalados, um com limites e outro sem limites de potência reativa;

Tabela 5 – Resultado da Rede Real Radial de 63 Barras sem Gerador Instalado

De	Para	R (Ohms)	X (Ohms)	PL (MW)	QL (Mvar)	PG (MW)	QG (Mvar)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)	V (kV)	Fase (Graus)
0	1	0,1153	0,2281	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,5500	-1,0418
1	2	0,0251	0,0311	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,5452	-1,0568
1	3	0,0269	0,0533	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,4992	-1,2570
2	4	0,4122	0,1265	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,4970	-1,0656
2	5	0,2789	0,0856	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,5399	-1,0580
3	6	0,0698	0,1380	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,3703	-1,8130
4	7	0,3770	0,1157	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,4753	-1,0705
4	8	0,1103	0,0339	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,4917	-1,0664
6	9	0,0080	0,0158	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,3556	-1,8775
7	10	0,5885	0,1807	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,4686	-1,0710
7	11	0,1226	0,0376	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,4720	-1,0714
8	12	0,2973	0,0913	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,4831	-1,0674
9	13	0,2360	0,0725	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,3395	-1,8803
9	14	0,0282	0,0557	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,3078	-2,0868
11	15	0,2728	0,0838	0,0500	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,4698	-1,0723
13	16	0,1625	0,0499	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,3316	-1,8816
14	17	0,0118	0,0234	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,2882	-2,1734
16	18	0,1103	0,0339	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,3284	-1,8820
17	19	0,0373	0,0738	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,2269	-2,4459
19	20	0,0274	0,0542	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,1918	-2,6014
19	21	0,0472	0,0586	0,4100	0,1200	-----	-----	-----	-----	13,2123	-2,4905
20	22	0,0590	0,1168	0,0900	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,1177	-2,9345
21	23	0,0125	0,0156	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,2094	-2,4992
22	24	0,0362	0,0716	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,0765	-3,1218
22	25	0,4414	0,1355	0,3500	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,0905	-2,9355
23	26	0,0671	0,0833	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,1959	-2,5405
24	27	0,0244	0,0482	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,0578	-3,2076
24	28	0,1163	0,1443	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	13,0416	-3,2259
25	29	0,0521	0,0160	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,0903	-2,9354
26	30	0,1103	0,0339	0,3400	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,1897	-2,5408
26	31	0,0613	0,0188	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,1912	-2,5411
27	32	0,0179	0,0354	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,0440	-3,2707
28	33	0,0199	0,0247	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,0366	-3,2409
31	34	0,0307	0,0094	0,3500	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,1894	-2,5413
32	35	0,0354	0,0701	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,0169	-3,3962
33	36	0,1073	0,0329	0,5800	0,1700	-----	-----	-----	-----	13,0258	-3,2412
33	37	0,1042	0,0320	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	13,0263	-3,2410
35	38	0,1992	0,0612	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,0145	-3,3964
35	39	0,0145	0,0286	0,0500	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,0061	-3,4461
36	40	0,2268	0,0696	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,0250	-3,2406
37	41	0,1655	0,0508	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,0162	-3,2410
39	42	0,1134	0,0348	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,0057	-3,4458
39	43	0,0202	0,0399	0,2100	0,0600	-----	-----	-----	-----	12,9915	-3,5143
41	44	0,3218	0,0988	0,2900	0,0900	-----	-----	-----	-----	13,0005	-3,2408
43	45	0,0962	0,1903	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	12,9268	-3,8180
45	46	0,1318	0,0405	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	12,9253	-3,8181
45	47	0,0304	0,0601	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	12,9075	-3,9096
47	48	0,0202	0,0399	0,0900	0,0300	-----	-----	-----	-----	12,8955	-3,9666
48	49	0,1625	0,0499	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	12,8936	-3,9667
48	50	0,0392	0,0776	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	12,8739	-4,0704
50	51	0,0736	0,0226	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	12,8710	-4,0705
50	52	0,0301	0,0595	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	12,8595	-4,1398
52	53	0,1686	0,0518	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	12,8527	-4,1402
52	54	0,0140	0,0174	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	12,8545	-4,1559
53	55	0,0981	0,0301	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	12,8515	-4,1403
54	56	0,4935	0,1515	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	12,8387	-4,1587
54	57	0,0177	0,0220	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	12,8488	-4,1739
56	58	0,2391	0,0734	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	12,8358	-4,1590
57	59	0,0538	0,0668	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	12,8327	-4,2244
59	60	0,0605	0,0750	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	12,8162	-4,2763
60	61	0,0295	0,0366	0,8200	0,2400	-----	-----	-----	-----	12,8088	-4,2992
61	62	0,5037	0,1547	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	12,7788	-4,3018
62	63	0,2146	0,0659	0,2800	0,0800	-----	-----	-----	-----	12,7686	-4,3027

4.1 Rede de 63 barras com um Gerador Instalado sem Limites de Potência Reativa

Foi instalado um gerador na barra 63, barra essa que possui a maior queda de tensão da rede. O gerador instalado possui os seguintes dados:

1. Potência Ativa Injetada

$$P_{injetada63} = 3,500\text{MW} \quad (4.1)$$

Essa potência foi escolhida para satisfazer as condições de funcionamento do gerador.

2. Potência Reativa Mínima

$$Q_{min63} = -10,00\text{Mvar} \quad (4.2)$$

3. Potência Reativa Máxima

$$Q_{max63} = 10,00\text{Mvar} \quad (4.3)$$

4. Tensão Desejada na Barra

$$V_{desejad63} = 13,8\text{kV} \quad (4.4)$$

Esses valores de potência reativa atribuídos, representam que o gerador não possui limites, uma vez que esses valores são elevados. Esses dados de entrada são informados pois o método necessita, logo a estimativa inicial da potência reativa do gerador, efetuar o cálculo representado na equação 4.5. Caso não tenha esses valores, ocorre um erro no programa.

$$Q_{G63} = \frac{Q_{max63} - Q_{min63}}{2} \quad (4.5)$$

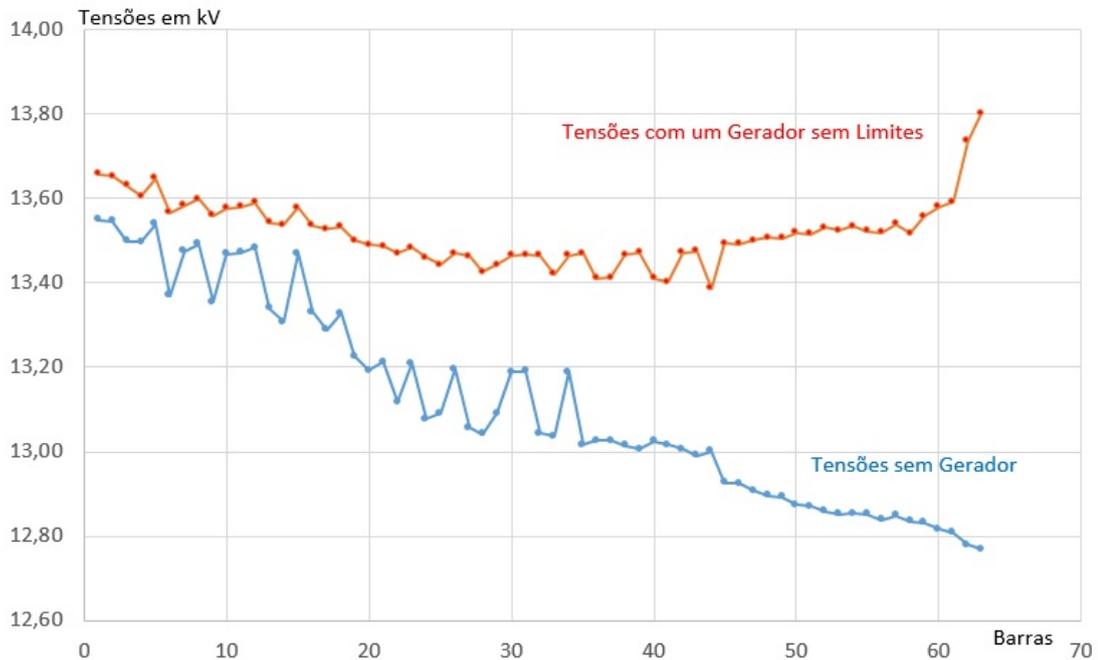
O método proposto foi validado para esse tipo de rede, uma vez que ao instalar um gerador sem limites de injeção de potência reativa na rede, foi obtido o valor desejado, ou seja, a tensão na barra 63 foi para 13,8kV. Após seis iterações, o método convergiu e os resultados são mostrados na tabela 6.

Na Figura 14, tem-se o perfil de tensão para a rede real de 63 barras sem gerador e com um gerador instalado sem limites de potência reativa. O gráfico em azul, representa a tensão antes da instalação do gerador. O gráfico em vermelho, representa a tensão depois da instalação de um gerador sem limites de potência reativa.

Tabela 6 – Resultado da Rede Radial Real de 63 Barras com um Gerador Instalado sem Limites de Potência Reativa

De	Para	R (Ohms)	X (Ohms)	PL (MW)	QL (Mvar)	PG (MW)	QG (Mvar)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)	V (kV)	Fase (Graus)
0	1	0,1153	0,2281	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,5500	-1,0418
1	2	0,0251	0,0311	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,5452	-1,0568
1	3	0,0269	0,0533	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,4992	-1,2570
2	4	0,4122	0,1265	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,4970	-1,0656
2	5	0,2789	0,0856	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,5399	-1,0580
3	6	0,0698	0,1380	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,3703	-1,8130
4	7	0,3770	0,1157	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,4753	-1,0705
4	8	0,1103	0,0339	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,4917	-1,0664
6	9	0,0080	0,0158	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,3556	-1,8775
7	10	0,5885	0,1807	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,4686	-1,0710
7	11	0,1226	0,0376	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,4720	-1,0714
8	12	0,2973	0,0913	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,4831	-1,0674
9	13	0,2360	0,0725	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,3395	-1,8803
9	14	0,0282	0,0557	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,3078	-2,0868
11	15	0,2728	0,0838	0,0500	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,4698	-1,0723
13	16	0,1625	0,0499	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,3316	-1,8816
14	17	0,0118	0,0234	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,2882	-2,1734
16	18	0,1103	0,0339	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,3284	-1,8820
17	19	0,0373	0,0738	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,2269	-2,4459
19	20	0,0274	0,0542	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,1918	-2,6014
19	21	0,0472	0,0586	0,4100	0,1200	-----	-----	-----	-----	13,2123	-2,4905
20	22	0,0590	0,1168	0,0900	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,1177	-2,9345
21	23	0,0125	0,0156	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,2094	-2,4992
22	24	0,0362	0,0716	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,0765	-3,1218
22	25	0,4414	0,1355	0,3500	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,0905	-2,9355
23	26	0,0671	0,0833	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,1959	-2,5405
24	27	0,0244	0,0482	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,0578	-3,2076
24	28	0,1163	0,1443	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	13,0416	-3,2259
25	29	0,0521	0,0160	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,0903	-2,9354
26	30	0,1103	0,0339	0,3400	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,1897	-2,5408
26	31	0,0613	0,0188	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,1912	-2,5411
27	32	0,0179	0,0354	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,0440	-3,2707
28	33	0,0199	0,0247	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,0366	-3,2409
31	34	0,0307	0,0094	0,3500	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,1894	-2,5413
32	35	0,0354	0,0701	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,0169	-3,3962
33	36	0,1073	0,0329	0,5800	0,1700	-----	-----	-----	-----	13,0258	-3,2412
33	37	0,1042	0,0320	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	13,0263	-3,2410
35	38	0,1992	0,0612	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,0145	-3,3964
35	39	0,0145	0,0286	0,0500	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,0061	-3,4461
36	40	0,2268	0,0696	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,0250	-3,2406
37	41	0,1655	0,0508	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,0162	-3,2410
39	42	0,1134	0,0348	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,0057	-3,4458
39	43	0,0202	0,0399	0,2100	0,0600	-----	-----	-----	-----	12,9915	-3,5143
41	44	0,3218	0,0988	0,2900	0,0900	-----	-----	-----	-----	13,0005	-3,2408
43	45	0,0962	0,1903	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	12,9268	-3,8180
45	46	0,1318	0,0405	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	12,9253	-3,8181
45	47	0,0304	0,0601	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	12,9075	-3,9096
47	48	0,0202	0,0399	0,0900	0,0300	-----	-----	-----	-----	12,8955	-3,9666
48	49	0,1625	0,0499	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	12,8936	-3,9667
48	50	0,0392	0,0776	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	12,8739	-4,0704
50	51	0,0736	0,0226	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	12,8710	-4,0705
50	52	0,0301	0,0595	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	12,8595	-4,1398
52	53	0,1686	0,0518	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	12,8527	-4,1402
52	54	0,0140	0,0174	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	12,8545	-4,1559
53	55	0,0981	0,0301	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	12,8515	-4,1403
54	56	0,4935	0,1515	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	12,8387	-4,1587
54	57	0,0177	0,0220	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	12,8488	-4,1739
56	58	0,2391	0,0734	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	12,8358	-4,1590
57	59	0,0538	0,0668	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	12,8327	-4,2244
59	60	0,0605	0,0750	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	12,8162	-4,2763
60	61	0,0295	0,0366	0,8200	0,2400	-----	-----	-----	-----	12,8088	-4,2992
61	62	0,5037	0,1547	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	12,7788	-4,3018
62	63	0,2146	0,0659	0,2800	0,0800	3,5000	4,0474	-10,00	10,00	13,8000	-4,1311

Figura 14 – Perfil de Tensão da Rede Real de 63 Barras sem Gerador e com Gerador Instalado sem Limites de Potência Reativa



Fonte: Elaborado pelo autor

4.2 Rede de 63 Barras com um Gerador Instalado com Limites de Potência Reativa

Foi usado o mesmo gerador da seção 4.1, mudando apenas os limites de potência, uma vez que se pretende validar o método com limites de potência. Com isso, tem-se que os novos limites serão:

1. Potência Reativa Mínima

$$Q_{min63} = -3,00\text{Mvar} \quad (4.6)$$

2. Potência Reativa Máxima

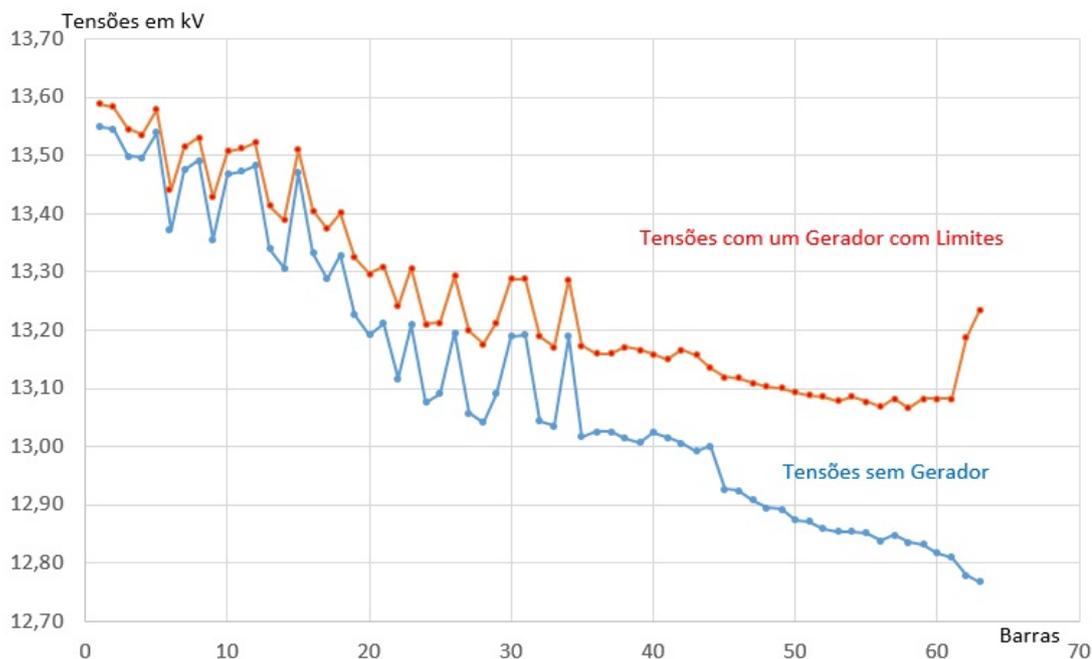
$$Q_{max63} = 3,00\text{Mvar} \quad (4.7)$$

Após uma iteração, o método convergiu e os resultados são mostrados na tabela 7. Foi observado que o método foi validado para esse problema. Isso é notado na potência reativa injetada do gerador, uma vez que sua potência chega ao limite máximo e trava nesse valor. Por isso, o mesmo não consegue levar a tensão da barra 63 para o valor desejado, pois necessitaria de limites maiores para isso.

Tabela 7 – Resultado da Rede Real Radial de 63 Barras com um Gerador Instalado com Limites de Potência Reativa

De	Para	R (Ohms)	X (Ohms)	PL (MW)	QL (Mvar)	PG (MW)	QG (Mvar)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)	V (kV)	Fase (Graus)
0	1	0,1153	0,2281	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,5891	-1,0418
1	2	0,0251	0,0311	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,5843	-1,0568
1	3	0,0269	0,0533	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,5471	-1,2570
2	4	0,4122	0,1265	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,5363	-1,0656
2	5	0,2789	0,0856	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,5790	-1,0580
3	6	0,0698	0,1380	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,4408	-1,8130
4	7	0,3770	0,1157	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,5146	-1,0705
4	8	0,1103	0,0339	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,5310	-1,0664
6	9	0,0080	0,0158	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,4286	-1,8775
7	10	0,5885	0,1807	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,5080	-1,0710
7	11	0,1226	0,0376	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,5113	-1,0714
8	12	0,2973	0,0913	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,5224	-1,0674
9	13	0,2360	0,0725	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,4126	-1,8803
9	14	0,0282	0,0557	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,3897	-2,0868
11	15	0,2728	0,0838	0,0500	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,5092	-1,0723
13	16	0,1625	0,0499	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,4048	-1,8816
14	17	0,0118	0,0234	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,3737	-2,1734
16	18	0,1103	0,0339	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,4015	-1,8820
17	19	0,0373	0,0738	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,3240	-2,4459
19	20	0,0274	0,0542	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,2973	-2,6014
19	21	0,0472	0,0586	0,4100	0,1200	-----	-----	-----	-----	13,3095	-2,4905
20	22	0,0590	0,1168	0,0900	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,2408	-2,9345
21	23	0,0125	0,0156	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,3067	-2,4992
22	24	0,0362	0,0716	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,2103	-3,1218
22	25	0,4414	0,1355	0,3500	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,2138	-2,9355
23	26	0,0671	0,0833	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,2933	-2,5405
24	27	0,0244	0,0482	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,1986	-3,2076
24	28	0,1163	0,1443	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	13,1757	-3,2259
25	29	0,0521	0,0160	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,2136	-2,9354
26	30	0,1103	0,0339	0,3400	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,2871	-2,5408
26	31	0,0613	0,0188	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,2886	-2,5411
27	32	0,0179	0,0354	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,1900	-3,2707
28	33	0,0199	0,0247	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,1708	-3,2409
31	34	0,0307	0,0094	0,3500	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,2868	-2,5413
32	35	0,0354	0,0701	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,1730	-3,3962
33	36	0,1073	0,0329	0,5800	0,1700	-----	-----	-----	-----	13,1601	-3,2412
33	37	0,1042	0,0320	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	13,1606	-3,2410
35	38	0,1992	0,0612	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,1707	-3,3964
35	39	0,0145	0,0286	0,0500	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,1664	-3,4461
36	40	0,2268	0,0696	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,1593	-3,2406
37	41	0,1655	0,0508	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,1506	-3,2410
39	42	0,1134	0,0348	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,1660	-3,4458
39	43	0,0202	0,0399	0,2100	0,0600	-----	-----	-----	-----	13,1575	-3,5143
41	44	0,3218	0,0988	0,2900	0,0900	-----	-----	-----	-----	13,1351	-3,2408
43	45	0,0962	0,1903	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,1200	-3,8180
45	46	0,1318	0,0405	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,1185	-3,8181
45	47	0,0304	0,0601	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,1092	-3,9096
47	48	0,0202	0,0399	0,0900	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,1028	-3,9666
48	49	0,1625	0,0499	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,1009	-3,9667
48	50	0,0392	0,0776	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,0920	-4,0704
50	51	0,0736	0,0226	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	13,0891	-4,0705
50	52	0,0301	0,0595	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,0859	-4,1398
52	53	0,1686	0,0518	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,0791	-4,1402
52	54	0,0140	0,0174	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,0846	-4,1559
53	55	0,0981	0,0301	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,0780	-4,1403
54	56	0,4935	0,1515	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,0691	-4,1587
54	57	0,0177	0,0220	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,0837	-4,1739
56	58	0,2391	0,0734	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,0663	-4,1590
57	59	0,0538	0,0668	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,0822	-4,2244
59	60	0,0605	0,0750	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,0820	-4,2763
60	61	0,0295	0,0366	0,8200	0,2400	-----	-----	-----	-----	13,0826	-4,2992
61	62	0,5037	0,1547	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,1867	-4,3018
62	63	0,2146	0,0659	0,2800	0,0800	3,500	3,000	-3,000	3,000	13,2336	-4,3027

Figura 15 – Perfil de Tensão da Rede Real de 63 Barras sem Gerador e com Gerador Instalado com Limites de Potência Reativa



Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 15, temos o perfil de tensão para a rede real de 63 barras sem gerador e com um gerador instalado com limites de potência reativa. O gráfico em azul, representa a tensão antes da instalação do gerador. O gráfico em vermelho, representa a tensão depois da instalação de um gerador com limites de potência reativa.

4.3 Rede de 63 barras com Dois Geradores Instalados sem Limites de Potência Reativa

Nessa validação, foram adicionados dois geradores na rede de 63 barras. Decidiu-se escolher as barras 22, localizada no tronco do alimentador, e a barra 63, localizada no final da rede. Nesse validação, os geradores estão sem limites de injeção de potência reativa. O objetivo é levar a tensão das barras, onde os geradores estão instalados, para o valor desejado. Os valores adotados de potência e tensão foram:

1. Potência Ativa: Foram estipulados valores para as condições de funcionamento dos geradores.

$$P_{injetado22} = 5,00\text{MW} \quad (4.8)$$

$$P_{injetado63} = 1,50\text{MW} \quad (4.9)$$

2. Potência Reativa: Foram usados valores que não limitassem os geradores. Com isso, foi escolhido:

$$Q_{Gmax} = 10,00\text{Mvar} \quad (4.10)$$

$$Q_{Gmin} = -10,00\text{Mvar} \quad (4.11)$$

3. Tensão Desejada: Foi estipulado que os geradores deveriam conduzir as tensões das barras 22 e 63 para:

$$V_{desejado22} = 13,8\text{kV} \quad (4.12)$$

$$V_{desejado63} = 13,8\text{kV} \quad (4.13)$$

Após cinco iterações, o método convergiu e os resultados são mostrados na Tabela 8.

O método foi validado para essa rede, pois os dois geradores conseguiram conduzir a tensão das barras 22 e 63 para o valor desejado.

Na Figura 16, tem-se o perfil de tensão para a rede real de 63 barras sem gerador e com dois geradores instalados sem limites. O gráfico em azul, representa a tensão antes da instalação dos geradores. O gráfico em vermelho, representa a tensão depois da instalação dos dois geradores sem limites de potência reativa.

4.4 Rede de 63 Barras com Dois Geradores Instalados, um com Limites e outro sem Limites de Potência Reativa

Para a última validação do método proposto, tem-se que os geradores instalados, possuem as mesmas características dos geradores da seção 4.3. A diferença agora será nos limites dos geradores, como é mostrado abaixo:

1. Potência Reativa Barra 22: Foi usado um valor que limitasse a potência do gerador da barra 22. Com isso, tem-se:

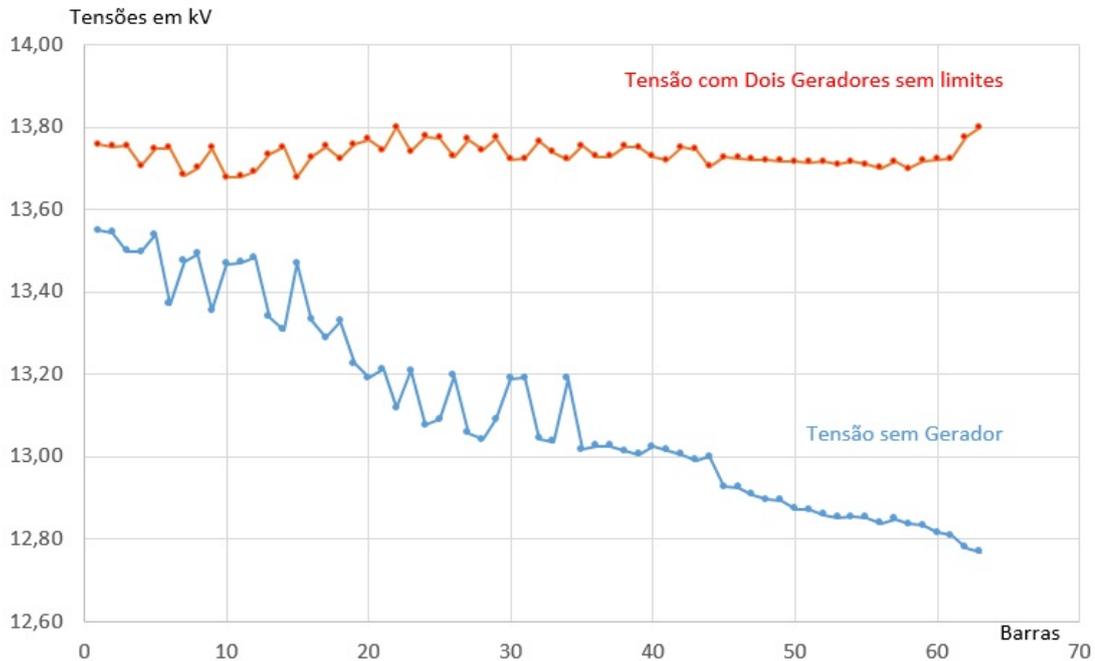
$$Q_{max22} = 3,00\text{Mvar} \quad (4.14)$$

$$Q_{min22} = -3,00\text{Mvar} \quad (4.15)$$

Tabela 8 – Resultado da Rede Real Radial de 63 Barras com Dois Geradores Instalados sem Limites de Potência Reativa

De	Para	R (Ohms)	X (Ohms)	PL (MW)	QL (Mvar)	PG (MW)	QG (Mvar)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)	V (kV)	Fase (Graus)
0	1	0,1153	0,2281	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,7575	-0,8703
1	2	0,0251	0,0311	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7528	-0,8848
1	3	0,0269	0,0533	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7548	-1,0418
2	4	0,4122	0,1265	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,7053	-0,8933
2	5	0,2789	0,0856	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7475	-0,8859
3	6	0,0698	0,1380	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,7503	-1,4778
4	7	0,3770	0,1157	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6839	-0,8981
4	8	0,1103	0,0339	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7001	-0,8942
6	9	0,0080	0,0158	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,7499	-1,5278
7	10	0,5885	0,1807	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6774	-0,8986
7	11	0,1226	0,0376	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6807	-0,8990
8	12	0,2973	0,0913	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,6916	-0,8951
9	13	0,2360	0,0725	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7342	-1,5305
9	14	0,0282	0,0557	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7521	-1,6864
11	15	0,2728	0,0838	0,0500	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,6786	-0,8999
13	16	0,1625	0,0499	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7266	-1,5317
14	17	0,0118	0,0234	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,7533	-1,7513
16	18	0,1103	0,0339	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,7234	-1,5320
17	19	0,0373	0,0738	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,7580	-1,9538
19	20	0,0274	0,0542	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,7710	-2,0599
19	21	0,0472	0,0586	0,4100	0,1200	-----	-----	-----	-----	13,7439	-1,9951
20	22	0,0590	0,1168	0,0900	0,0300	5,000	6,1050	-10,00	10,00	13,8000	-2,2836
21	23	0,0125	0,0156	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7412	-2,0031
22	24	0,0362	0,0716	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,7770	-2,4450
22	25	0,4414	0,1355	0,3500	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,7741	-2,2845
23	26	0,0671	0,0833	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,7282	-2,0413
24	27	0,0244	0,0482	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,7700	-2,5171
24	28	0,1163	0,1443	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	13,7439	-2,5388
25	29	0,0521	0,0160	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,7739	-2,2844
26	30	0,1103	0,0339	0,3400	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,7223	-2,0416
26	31	0,0613	0,0188	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7237	-2,0418
27	32	0,0179	0,0354	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,7649	-2,5702
28	33	0,0199	0,0247	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,7391	-2,5523
31	34	0,0307	0,0094	0,3500	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,7220	-2,0419
32	35	0,0354	0,0701	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,7549	-2,6753
33	36	0,1073	0,0329	0,5800	0,1700	-----	-----	-----	-----	13,7289	-2,5526
33	37	0,1042	0,0320	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	13,7293	-2,5524
35	38	0,1992	0,0612	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,7527	-2,6755
35	39	0,0145	0,0286	0,0500	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,7511	-2,7169
36	40	0,2268	0,0696	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,7281	-2,5520
37	41	0,1655	0,0508	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,7198	-2,5524
39	42	0,1134	0,0348	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,7507	-2,7167
39	43	0,0202	0,0399	0,2100	0,0600	-----	-----	-----	-----	13,7461	-2,7737
41	44	0,3218	0,0988	0,2900	0,0900	-----	-----	-----	-----	13,7049	-2,5522
43	45	0,0962	0,1903	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,7273	-3,0238
45	46	0,1318	0,0405	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,7259	-3,0239
45	47	0,0304	0,0601	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,7224	-3,0985
47	48	0,0202	0,0399	0,0900	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7199	-3,1447
48	49	0,1625	0,0499	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,7181	-3,1449
48	50	0,0392	0,0776	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,7166	-3,2281
50	51	0,0736	0,0226	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	13,7139	-3,2281
50	52	0,0301	0,0595	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,7162	-3,2828
52	53	0,1686	0,0518	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,7098	-3,2832
52	54	0,0140	0,0174	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,7159	-3,2987
53	55	0,0981	0,0301	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,7087	-3,2833
54	56	0,4935	0,1515	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7011	-3,3012
54	57	0,0177	0,0220	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7160	-3,3167
56	58	0,2391	0,0734	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6984	-3,3014
57	59	0,0538	0,0668	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7178	-3,3677
59	60	0,0605	0,0750	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7212	-3,4205
60	61	0,0295	0,0366	0,8200	0,2400	-----	-----	-----	-----	13,7235	-3,4441
61	62	0,5037	0,1547	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,7754	-3,7201
62	63	0,2146	0,0659	0,2800	0,0800	1,500	2,2531	-10,00	10,00	13,8000	-3,8368

Figura 16 – Perfil de Tensão da Rede Real de 63 Barras sem Gerador e com Dois Geradores Instalados sem Limites de Potência Reativa



Fonte: Elaborado pelo autor

2. Potência Reativa Barra 63: Foi usado um valor que não limitasse a potência do gerador da barra 63. Com isso, tem-se:

$$Q_{max63} = 10,00\text{Mvar} \quad (4.16)$$

$$Q_{min63} = -10,00\text{Mvar} \quad (4.17)$$

Após sete iterações, o método convergiu e os resultados são mostrados na tabela 9.

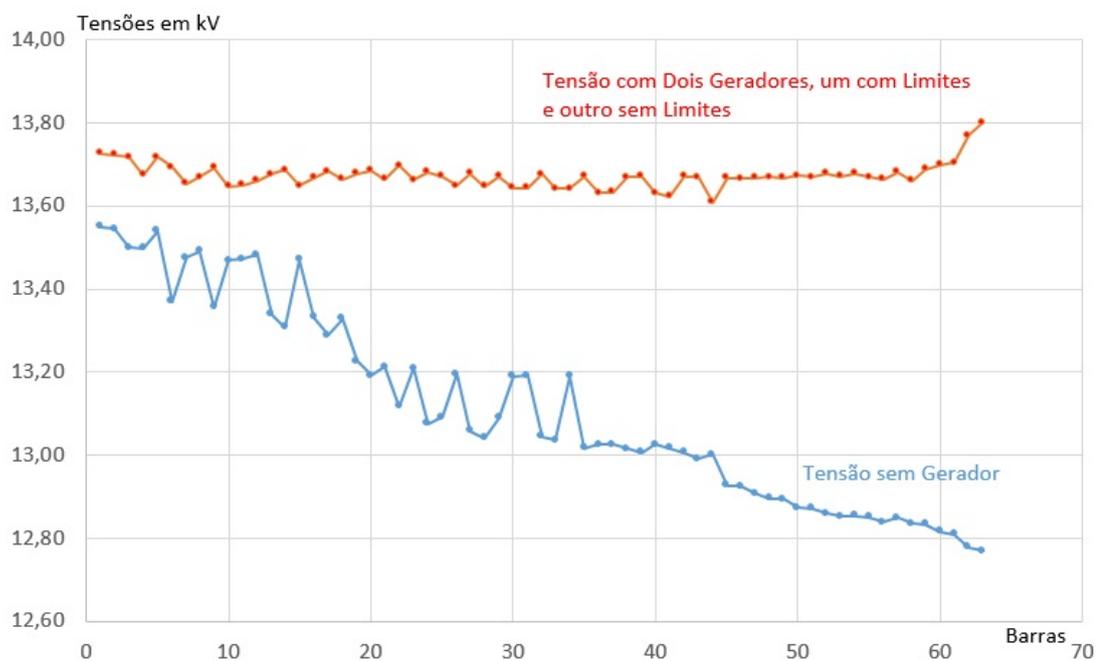
Os resultados obtidos na tabela 9 mostram que mais uma vez o método proposto foi validado. A tensão na barra 22 não atingiu o valor de tensão desejada, uma vez que os limites do gerador impediram o aumento de tensão, ficando assim com a potência reativa travada no máximo. A tensão da barra 63 atingiu o valor de tensão desejado, uma vez que seus limites de potência reativa estavam livres, para que assim, o gerador injetasse reativos necessários para que a tensão na barra atingisse o valor desejado.

Na Figura 17, tem-se o perfil de tensão para a rede real de 63 barras sem gerador e com dois geradores instalados, um com limites e outro sem limites de potência reativa. O gráfico em azul, representa a tensão antes da instalação dos geradores. O gráfico em vermelho, representa a tensão depois da instalação dos dois geradores, um com limites e outro sem limites de potência reativa.

Tabela 9 – Resultado da Rede Radial Real com Dois Geradores Instalados, um com Limites e outro sem Limites de Potência Reativa

De	Para	R (Ohms)	X (Ohms)	PL (MW)	QL (Mvar)	PG (MW)	QG (Mvar)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)	V (kV)	Fase (Graus)
0	1	0,1153	0,2281	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,7268	-0,8094
1	2	0,0251	0,0311	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7221	-0,8240
1	3	0,0269	0,0533	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7170	-0,9671
2	4	0,4122	0,1265	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6746	-0,8326
2	5	0,2789	0,0856	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,7169	-0,8252
3	6	0,0698	0,1380	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,6938	-1,3677
4	7	0,3770	0,1157	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6531	-0,8373
4	8	0,1103	0,0339	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6693	-0,8334
6	9	0,0080	0,0158	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,6911	-1,4138
7	10	0,5885	0,1807	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6466	-0,8379
7	11	0,1226	0,0376	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6499	-0,8383
8	12	0,2973	0,0913	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,6608	-0,8344
9	13	0,2360	0,0725	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6755	-1,4165
9	14	0,0282	0,0557	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6858	-1,5583
11	15	0,2728	0,0838	0,0500	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,6477	-0,8392
13	16	0,1625	0,0499	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6678	-1,4177
14	17	0,0118	0,0234	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6838	-1,6174
16	18	0,1103	0,0339	0,1800	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,6646	-1,4181
17	19	0,0373	0,0738	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,6784	-1,8015
19	20	0,0274	0,0542	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6841	-1,8938
19	21	0,0472	0,0586	0,4100	0,1200	-----	-----	-----	-----	13,6643	-1,8433
20	22	0,0590	0,1168	0,0900	0,0300	5,000	3,0000	-3,00	3,00	13,6972	-2,0881
21	23	0,0125	0,0156	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6616	-1,8514
22	24	0,0362	0,0716	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6804	-2,2663
22	25	0,4414	0,1355	0,3500	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,6711	-2,0891
23	26	0,0671	0,0833	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,6485	-1,8900
24	27	0,0244	0,0482	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,6776	-2,3492
24	28	0,1163	0,1443	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	13,6470	-2,3615
25	29	0,0521	0,0160	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,6709	-2,0889
26	30	0,1103	0,0339	0,3400	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,6425	-1,8903
26	31	0,0613	0,0188	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6439	-1,8905
27	32	0,0179	0,0354	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,6756	-2,4101
28	33	0,0199	0,0247	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,6422	-2,3751
31	34	0,0307	0,0094	0,3500	0,1000	-----	-----	-----	-----	13,6422	-1,8907
32	35	0,0354	0,0701	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,6717	-2,5307
33	36	0,1073	0,0329	0,5800	0,1700	-----	-----	-----	-----	13,6319	-2,3754
33	37	0,1042	0,0320	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	13,6324	-2,3752
35	38	0,1992	0,0612	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6695	-2,5309
35	39	0,0145	0,0286	0,0500	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,6705	-2,5787
36	40	0,2268	0,0696	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,6311	-2,3749
37	41	0,1655	0,0508	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6228	-2,3753
39	42	0,1134	0,0348	0,0200	0,0100	-----	-----	-----	-----	13,6701	-2,5784
39	43	0,0202	0,0399	0,2100	0,0600	-----	-----	-----	-----	13,6690	-2,6441
41	44	0,3218	0,0988	0,2900	0,0900	-----	-----	-----	-----	13,6078	-2,3751
43	45	0,0962	0,1903	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6671	-2,9353
45	46	0,1318	0,0405	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6656	-2,9354
45	47	0,0304	0,0601	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,6675	-3,0228
47	48	0,0202	0,0399	0,0900	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6686	-3,0774
48	49	0,1625	0,0499	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6668	-3,0775
48	50	0,0392	0,0776	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6723	-3,1770
50	51	0,0736	0,0226	0,2300	0,0700	-----	-----	-----	-----	13,6696	-3,1771
50	52	0,0301	0,0595	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,6772	-3,2441
52	53	0,1686	0,0518	0,1700	0,0500	-----	-----	-----	-----	13,6708	-3,2445
52	54	0,0140	0,0174	0,0000	0,0000	-----	-----	-----	-----	13,6784	-3,2656
53	55	0,0981	0,0301	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6697	-3,2446
54	56	0,4935	0,1515	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6636	-3,2681
54	57	0,0177	0,0220	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6805	-3,2907
56	58	0,2391	0,0734	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,6609	-3,2683
57	59	0,0538	0,0668	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6883	-3,3630
59	60	0,0605	0,0750	0,1200	0,0300	-----	-----	-----	-----	13,6984	-3,4397
60	61	0,0295	0,0366	0,8200	0,2400	-----	-----	-----	-----	13,7040	-3,4749
61	62	0,5037	0,1547	0,0700	0,0200	-----	-----	-----	-----	13,7695	-3,9439
62	63	0,2146	0,0659	0,2800	0,0800	1,500	3,5114	-10,00	10,00	13,8000	-4,1420

Figura 17 – Perfil de Tensão da Rede Real de 63 Barras sem Gerador e com Dois Geradores Instalados, um com Limites e outro sem Limites de Potência Reativa



Fonte: Elaborado pelo autor

5 CONCLUSÃO

Foi desenvolvido um método de fluxo de carga baseado na modificação do Método da Soma de Potências (MSP). Esse método permitiu ao MSP ser empregado quando a rede possui geração distribuída, com ou sem barras de tensão controlada. Na etapa inicial do presente trabalho, foi efetuado um levantamento de referências literárias, a respeito dos diversos algoritmos de fluxo de carga. Em seguida, foi feito um estudo detalhado do método de Newton e do Método da Soma de Potências, e desenvolvido o método proposto no *Matlab*[®]. Na etapa final, foi feita a migração do *Matlab*[®] para o *C#*[®] e efetuados testes para validação do método. O programa desenvolvido foi inicialmente validado, em uma rede de distribuição pequena e fictícia, tendo obtidos resultados coerentes. A validação aconteceu em duas situações:

1. **Rede de Três Barras com um Gerador Instalado sem Limites de Potência Reativa:** Controle de tensão da barra 2 foi alcançado com sucesso. O gerador conseguiu injetar potência reativa necessária para levar a tensão da barra 2 para o valor desejado.
2. **Rede de Seis Barras com Dois Geradores Instalados sem Limites de Potência Reativa:** O Controle de tensão na barra 4 e na barra 5 foram alcançados com sucesso. Os geradores conseguiram injetar potência reativa necessária para levar a tensão da barra 4 e na barra 5, para o valor desejado.

Completando os testes, decidiu-se avaliar o algoritmo em uma rede real e analisar a coerência dos resultados. A validação aconteceu em quatro situações:

1. **Rede de 63 Barras com um Gerador Instalado sem Limites de Potência Reativa:** O método proposto foi executado com a instalação de um gerador na barra 63, pois essa barra é mais distante da subestação, e conseqüentemente possui a maior queda de tensão. O método proposto foi validado com sucesso, pois a tensão da barra 63 foi levada para o valor desejado.
2. **Rede de 63 Barras com um Gerador Instalado com Limites de Potência Reativa:** O algoritmo foi executado com a instalação de um gerador na barra 63. O método proposto foi validado com sucesso, porque o algoritmo convergiu mas não atingiu o valor de tensão desejado, pois não conseguiu injetar potência reativa suficiente na rede, uma vez que o gerador possuiu limites de potência.
3. **Rede de 63 Barras com Dois Geradores Instalados sem Limites de Potência Reativa:** Decidiu-se validar o método com a instalação de um gerador no

tronco do alimentador, mais precisamente na barra 22, e um gerador na parte radial da rede, na barra 63. O algoritmo foi executado e validado com sucesso, pois os geradores conseguiram injetar potência reativa necessária para atingir o valor de tensão desejada.

4. **Rede de 63 Barras com Dois Geradores Instalados, um com Limites e outro sem Limites de Potência Reativa:** Em um último teste, decidiu-se validar o método com as instalações de um gerador, com limites de potência, na barra 22 e um gerador, sem limites de potência, na barra 63. O método foi validado, pois o algoritmo convergiu e resultou em dados esperados. A tensão na barra 63 ficou no valor desejado, pois o gerador estava livre para injetar potência reativa, e a tensão na barra 22 não atingiu o valor desejado, uma vez que o gerador possuía limites de injeção de potência reativa.

Todos os testes foram validados com sucesso, comprovando que o objetivo de propor uma modificação no Método da Soma das Potências para ser empregado quando a rede de distribuição possuir geração distribuída com ou sem barras controladas, foi cumprido. Deixa-se como proposta para trabalhos futuros:

1. Testar método para n geradores;
2. Avaliar a redução de perdas;
3. Avaliar a mudança proporcionada na saída da subestação.

REFERÊNCIAS

- ANDRADE, L. N. de. *Cálculo Numérico: Introdução à Matemática Computacional*. 2016. Versão 1.9-18 de fevereiro de 2016.
- BENEDITO, R. A. de S. *Cap. 2: Introdução a Sistemas Elétricos de Potência*. 2014. Notas de aula de Sistema Elétrico de Potência.
- BERNARDES, J. *Corrente Contínua é Melhor na Transmissão a Longa Distância*. 2015. Disponível em : <<https://www.usp.br/agen/?p=207540>>. Acessado em 10 de Agosto de 2016.
- BRAZ, H. D. de M. *Algoritmos Genéticos para Configuração Ótima de Redes de Distribuição de Energia Elétrica*. 2003. Dissertação (Mestrado)-Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande - PB - Brasil.
- BRAZ, H. D. de M. *O Método da Soma de Potências*. 2013. Notas de aula da disciplina Distribuição de Energia Elétrica ministrada em 2016.
- BRAZ, H. D. de M. *Modelo de Cargas*. 2015. Notas de aula da disciplina Análise de Sistemas Elétricos ministrada em 2015.
- CESPEDES, R. New method for the analysis of distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 5, n. 1, p. 391–396, 1990.
- CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de máquinas elétricas*. [S.l.]: AMGH Editora, 2013.
- CHENG et al. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 10, n. 2, p. 671–679, 1995.
- COTRIM, A. A. M. B. *Instalações elétricas*. [S.l.]: McGraw-Hill do Brasil, 2003.
- GLIMN, A.; STAGG, G. Automatic calculation of load flows. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, IEEE, v. 76, n. 3, p. 817–825, 1957.
- HU et al. Unbalanced load flow for weakly meshed distribution systems with distributed generation. In: IEEE. *Electrical and Control Engineering (ICECE), 2010 International Conference on*. [S.l.], 2010. p. 4513–4517.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. [S.l.]: Edgard Blücher, 2005.
- MME. *Resenha Energética Brasileira*. 2016. Disponível em : <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/02+-+Resenha+Energ%C3%A9tica+Brasileira+2016+-+Ano+Base+2015+\(PDF\)/66e011ce-f34b-419e-adf1-8a3853c95fd4;version=1.0](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/02+-+Resenha+Energ%C3%A9tica+Brasileira+2016+-+Ano+Base+2015+(PDF)/66e011ce-f34b-419e-adf1-8a3853c95fd4;version=1.0)>. Acessado em 30 de Agosto de 2016.
- ONS. *O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional*. 2016. Disponível em : <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acessado em 26 de Agosto de 2016.

- SAMPAIO, J. C. V. *Introdução à Teoria dos Conjuntos*. 2010. Disponível em : <http://www2.ee.ufpe.br/codec/merged.pdf>. Acessado em 21 de Setembro de 2016.
- SHIRMOHAMMADI et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988.
- SOUZA et al. Fluxo de potência para redes fracamente malhadas: Modificação do método da soma de potências. 2016.
- STOTT, B.; ALSAÇ, O. Fast decoupled load flow. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, IEEE, n. 3, p. 859–869, 1974.
- TENG; JEN-HAO. A direct approach for distribution system load flow solutions. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 18, n. 3, p. 882–887, 2003.
- TINNEY, W. F.; HART, C. E. Power flow solution by newton's method. *IEEE Transactions on Power Apparatus and systems*, Ieee, n. 11, p. 1449–1460, 1967.
- TORTELLI, O. L. *Sistemas Elétricos de Potência*. 2009. Disponível em : <http://sistemas.eel.usp.br/docentes/arquivos/5840834/59/SistemaEletrico1.pdf/>. Acessado em 10 de Setembro de 2016.
- USP. *O Sistema Elétrico*. 2015. Disponível em : <http://sistemas.eel.usp.br/docentes/arquivos/5840834/59/SistemaEletrico1.pdf/>. Acessado em 10 de Setembro de 2016.