



Universidade Federal de Goiás – UFG
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação – EMC
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação



Gilberto Lopes Filho

Controle de Potência Reativa para Adequação de Valores de Tensão e Redução de Perdas em Redes Elétricas com Geração Distribuída Fotovoltaica

Goiânia-GO, Brasil

2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO (TECA) PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TESES

E DISSERTAÇÕES NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG), regulamentada pela Resolução CEPEC nº 832/2007, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a [Lei 9.610/98](#), o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo das Teses e Dissertações disponibilizado na BDTD/UFG é de responsabilidade exclusiva do autor. Ao encaminhar o produto final, o autor(a) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do material bibliográfico

Dissertação Tese Outro*: _____

*No caso de mestrado/doutorado profissional, indique o formato do Trabalho de Conclusão de Curso, permitido no documento de área, correspondente ao programa de pós-graduação, orientado pela legislação vigente da CAPES.

Exemplos: Estudo de caso ou Revisão sistemática ou outros formatos.

2. Nome completo do autor

Gilberto Lopes Filho

3. Título do trabalho

Controle de Potência Reativa para Adequação de Valores de Tensão e Redução de Perdas em Redes Elétricas com Geração Distribuída Fotovoltaica

4. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador)

Concorda com a liberação total do documento SIM NÃO¹

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante:

- a) consulta ao(à) autor(a) e ao(à) orientador(a);
 - b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo da tese ou dissertação.
- O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.

Obs. Este termo deverá ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.



Documento assinado eletronicamente por **Flavio Henrique Teles Vieira, Professor do Magistério Superior**, em 24/06/2024, às 12:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gilberto Lopes Filho, Usuário Externo**, em 24/06/2024, às 12:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **4621521** e o código CRC **04C34A35**.

Gilberto Lopes Filho

Controle de Potência Reativa para Adequação de Valores de Tensão e Redução de Perdas em Redes Elétricas com Geração Distribuída Fotovoltaica

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás como requisito para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica e de Computação
Área de concentração: Engenharia Elétrica

Universidade Federal de Goiás – UFG

Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação – EMC

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação

Orientador: Prof. Dr. Flávio Henrique Teles Vieira

Goiânia-GO, Brasil

2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Lopes Filho, Gilberto
Controle de Potência Reativa para Adequação de Valores de Tensão e Redução de Perdas em Redes Elétricas com Geração Distribuída Fotovoltaica [manuscrito] / Gilberto Lopes Filho. - 2024. CXXXV, 135 f.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Henrique Teles Vieira.
Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, 2024.

Bibliografia. Apêndice.
Inclui siglas, abreviaturas, símbolos, gráfico, tabelas, algoritmos, lista de figuras, lista de tabelas.

1. Geração Distribuída Fotovoltaica. 2. Perdas Elétricas. 3. Potência Reativa. 4. Regulação de Tensão. I. Vieira, Flávio Henrique Teles, orient. II. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS

ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TESE

Ata Nº 02 da sessão de Defesa de Tese de **GILBERTO LOPES FILHO** que confere o título de Doutor em **Engenharia Elétrica e de Computação**, na área de concentração em **Engenharia Elétrica**.

Aos seis dias do mês de maio de dois mil e vinte e quatro, a partir das 14h00min., na sala caryocar brasiliense da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, realizou-se a sessão pública de Defesa de Tese intitulada “ **Controle de Potência Reativa para Adequação de Valores de Tensão e Redução de Perdas em Redes Elétricas com Geração Distribuída Fotovoltaica**”. Os trabalhos foram instalados pelo Orientador, Professor Doutor **Flávio Henrique Teles Vieira - (EMC/UFG)**, com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Professora Doutora **Lina Paola Garces Negrete - (EMC/UFG)** Membro Titular Interno; (Técnico de Eletroeletrônica) Doutor **Henrique Pires Corrêa - (EMC/UFG)** Membro Titular Externo, Professor Doutor **Ricardo Augusto Pereira Franco - (INF/UFG)** Membro Titular Externo e (Técnico de Eletrônica) Doutor **Gustavo Souto de Sá e Souza - (EMC UFG)** Membro Titular Externo **cuja participação ocorreram presencialmente**. Durante a arguição os membros da banca **não fizeram** sugestão de alteração do título do **trabalho**. A Banca Examinadora reuniu-se em sessão secreta a fim de concluir o julgamento da Tese tendo sido o candidato **aprovado** pelos seus membros. Proclamados os resultados pelo Professor Doutor **Flávio Henrique Teles Vieira**, Presidente da Banca Examinadora, foram encerrados os trabalhos e, para constar, lavrou-se a presente ata que é assinada pelos Membros da Banca Examinadora, aos **seis dias do mês de maio de dois mil e vinte e quatro**.

TÍTULO SUGERIDO PELA BANCA



Documento assinado eletronicamente por **Flavio Henrique Teles Vieira, Professor do Magistério Superior**, em 06/05/2024, às 18:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Lina Paola Garces Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 06/05/2024, às 18:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Henrique Pires Correa, Técnico**, em 06/05/2024, às 18:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Souto De Sa E Souza, Técnico de Laboratório**, em 06/05/2024, às 18:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Augusto Pereira Franco, Professor do Magistério Superior**, em 06/05/2024, às 18:24, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gilberto Lopes Filho, Usuário Externo**, em 06/05/2024, às 21:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **4543766** e o código CRC **1F691C2F**.

Referência: Processo nº 23070.019623/2024-11

SEI nº 4543766

*À beleza inefável da vida,
ao poder transcendente do amor
e à busca incansável dos sonhos*

Agradecimentos

Agradeço à minha mãe, Geralda, por todo o apoio, não apenas durante o doutorado, mas ao longo de toda a minha vida acadêmica e pessoal. Nunca conseguirei retribuir tudo que a senhora fez por mim. A senhora é a melhor mãe do mundo!

Agradeço aos meus pais por valorizarem a educação e sempre me incentivarem a estudar. Desde a infância, me colocaram em boas escolas e nunca me deixaram faltar nada. O apoio de vocês foi e é imensurável na minha vida!

Agradeço ao meu irmão, Gustavo, por todo companheirismo e amizade; pelas partidas de ping-pong e pelos jogos de tabuleiro; pelas horas jogando Minecraft enquanto lá fora acontecia a pior pandemia da história moderna, construindo *farms* e decorações juntos, secando o templo do oceano e derrotando o Rei Esqueleto, evoluindo os grimórios e fugindo do Mago Vermelho, vivendo juntos a era da magia, o auge daquele servidor. O irmão é o melhor amigo!

Agradeço ao meu pai, Gilberto, e a toda minha família, por todo o apoio, amor e paciência ao longo desses anos. Em especial, aos meus tios Almir e Cida, que são praticamente uma segunda mãe e um segundo pai para mim. Ajudaram a cuidar de mim na minha infância, me ensinaram tabuada, me levaram a médicos, cuidaram de mim enquanto meus pais trabalhavam e me levaram para a escola. Serei eternamente grato! Muito obrigado!

Agradeço à Letícia, minha namorada, pelo amor, companheirismo, paciência e compreensão nesses anos de doutorado. Sobrevivemos a uma pandemia e ficamos muito tempo afastados, mas nada mudou quando nos reencontramos. Sou muito feliz ao seu lado, Lovinha <3

Agradeço ao meu orientador, Prof. Flávio Henrique, por não ter desistido de mim, mesmo quando eu mesmo já tinha desistido. Obrigado por acreditar que eu era capaz e por todos esses anos de orientação e amizade. É assim que se forjam grandes pesquisadores!

Agradeço a todos os presentes na minha defesa de doutorado que tiraram um tempinho de suas vidas para nos prestigiar (ou apenas para o lanche ao final da apresentação). Nominalmente: Gustavo Souza, Ana Cláudia, Giovani Laboissiere, Victor Fernandes, Luiz Gonçalves, Giulia e Igor Kopcak.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela concessão da bolsa de doutorado, mesmo que apenas por quatro meses, e por ter mudado a regra aporofóbica que impedia estudantes da pós-graduação de se tornarem bolsistas quando tinham vínculo empregatício. Agradeço à SEINFRA/UFG, nominalmente

ao Diretor Hiatha Anderson, pelo apoio na reta final do doutorado, concedendo-me afastamento por um ano para que eu pudesse concluir a tese. Agradeço à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC/UFG) e a toda a equipe de técnicos e professores, em especial ao companheiro João Bosco, o técnico mais gente boa que passou pela EMC.

Agradeço a Alexandra Elbakyan, criadora do Sci-Hub, por democratizar o acesso ao conhecimento e torná-lo como deve ser: livre.

Agradeço a Eiichiro Oda por criar a mais bela e linda obra de arte já concebida pela humanidade. Agradeço a Monkey D. Luffy por mostrar o verdadeiro significado da palavra companheiro, nos ensinar o que é ser livre e sempre sorrir. O bom humor é, sem dúvidas, uma das melhores lembranças que você pode ter de uma pessoa. Obrigado ao Edward Newgate, conhecido pela alcunha de Barba Branca, que mesmo ferido, bradou em seu leito de morte: o One Piece é real!

Agradeço a Son Goku e Uzumaki Naruto por nos inspirar a nunca desistir dos nossos sonhos. Se o Naruto, que um dia sonhou em ser reconhecido pela vila e se tornar Hokage, conseguiu chegar lá, então também é possível eu conseguir. Esse também é meu jeito ninja de ser!

O curso de doutorado realmente é uma saga. Nos momentos difíceis e conturbados, eu me questionava: o que o Luffy faria? O Naruto não desistiria aqui. O Goku com certeza continuaria tentando. Como disse Nietzsche, “demore o tempo que for para decidir o que você quer da vida, e depois que decidir não recue ante nenhum pretexto, porque o mundo tentará te dissuadir.” Seja lá quem estiver lendo isso no futuro, se eu puder dar um conselho, dedique tempo às coisas que você gosta, viva uma vida divertida e nunca desista dos seus sonhos (e assista One Piece).

Deseje demais o que te faz falta, consiga se alegrar com o que você já tem, e faça com que as pessoas em volta vivam menos tristemente

Clóvis de Barros Filho

Resumo

Neste trabalho, são apresentadas abordagens para aprimorar o perfil de tensão elétrica em conformidade com as normativas das agências reguladoras, e diminuir ou minimizar as perdas em uma rede elétrica radial com geração distribuída fotovoltaica utilizando controle de potência reativa. Com o controle de injeção de potência reativa, por meio de inversores que conectam seus respectivos geradores fotovoltaicos aos barramentos da rede de distribuição, é possível controlar as tensões elétricas na rede e as perdas. O presente trabalho apresenta três propostas distintas para o controle de potência reativa. A primeira proposta, baseada em observações do comportamento da rede elétrica, determina valores de potência reativa gerada capazes de reduzir as perdas elétricas e regular a tensão para diversos níveis de fator de penetração de geração distribuída na rede elétrica e fator de potência da carga. A posição dos geradores fotovoltaicos na rede e os valores de potência são gerados aleatoriamente, e por meio de uma simulação de Monte Carlo, o desempenho da proposta pode ser analisado. A segunda proposta utiliza algoritmos meta-heurísticos (Algoritmo Genético e *Firefly*) para estimar os valores ótimos de potência reativa nas barras, visando a regulação de tensão, a minimização das perdas elétricas ou minimização das perdas com restrição nos valores de magnitude de tensão. A terceira proposta emprega relações analíticas entre potência reativa, perda de potência e desvio de tensão para controlar as injeções de potência reativa na rede elétrica. Essas relações analíticas, provenientes das equações deduzidas neste trabalho, garantem simplicidade computacional enquanto otimizam a redução de perdas e promovem desvios de tensão em faixas adequadas. Nesta terceira proposta, são desenvolvidos os seguintes algoritmos de controle de potência reativa: o Algoritmo de Redução de Perdas (LRA, do inglês *Loss Reduction Algorithm*) e o Algoritmo de Regulação de Tensão (VRA, do inglês *Voltage Regulation Algorithm*). Com base nestes algoritmos, também é apresentada uma abordagem para alternar eficientemente entre ambos denominada Estratégia de Controle Combinado (CCS, do inglês *Combined Control Strategy*). A abordagem CCS busca prover um equilíbrio entre a regulação de tensão e a redução de perdas elétricas. São realizadas simulações computacionais para validar e analisar o desempenho de cada proposta, variando-se diversos parâmetros dos algoritmos e da rede. As propostas de controle de potência reativa apresentadas nesta tese são comparadas com outros métodos descritos na literatura, evidenciando a superioridade de desempenho dos métodos propostos.

Palavras-chave: Geração Distribuída Fotovoltaica, Perdas Elétricas, Potência Reativa, Regulação de Tensão.

Abstract

This work presents contributions aimed at improving the electrical voltage profile in compliance with regulatory standards and reducing or minimizing losses in a radial electrical network with distributed photovoltaic generation. By injecting reactive power in a controlled manner through inverters connecting their respective photovoltaic generators to the distribution network buses, it is possible to control network voltages and losses. This work proposes three distinct approaches. The first algorithm, based on observations of the electrical network's behavior, determines generated reactive power values capable of reducing electrical losses and regulating voltage for various levels of distributed generation penetration and load power factor. The allocation of photovoltaic generators and power values is randomly generated, and through a Monte Carlo simulation, the performance of the proposal can be analyzed. The second proposal uses heuristic algorithms (Genetic Algorithm and Firefly Algorithm) to estimate optimal reactive power values at the buses, aiming at voltage regulation, minimization of electrical losses, or minimization of losses with constraints on voltage magnitude values. The third proposal employs analytical relationships between reactive power, power loss, and voltage deviation to control reactive power injections into the electrical network. These analytical relationships, derived from the equations in this work, ensure computational simplicity while optimizing loss reduction and voltage deviation. This proposal includes the Loss Reduction Algorithm (LRA) and the Voltage Regulation Algorithm (VRA) and introduces an approach to efficiently switch between them called the Combined Control Strategy (CCS). The CCS seeks to provide a balance between voltage regulation and the reduction of electrical losses. Computational simulations are conducted to validate and analyze the performance of each proposal, varying various parameters of the algorithms and the network. All such Proposals are compared with other methods described in the literature, highlighting the superiority of the contributions presented in this work.

Keywords: Distributed Photovoltaic Generation, Electrical Losses, Reactive Power, Voltage Regulation.

Lista de ilustrações

Figura 1.1 – Propostas desenvolvidas neste trabalho	27
Figura 2.1 – Potência instantânea, tensão e corrente em função de ωt para um circuito em regime permanente senoidal	30
Figura 2.2 – Exemplo de um sistema elétrico com 4 barras	35
Figura 2.3 – Rede elétrica considerada nas simulações deste trabalho.	39
Figura 2.4 – Ilustração da restrição de injeção de potência reativa gerada em cada nó.	40
Figura 3.1 – Rede elétrica com duas barras	55
Figura 4.1 – Magnitude Média de Tensão nas barras 1, 25, 50 e 100 em função do fator de penetração utilizando o algoritmo proposto.	65
Figura 4.2 – Comparação da média de tensão por barra.	66
Figura 4.3 – Comparação das perdas de potências ativa em função do fator de penetração.	66
Figura 4.4 – Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 20%.	68
Figura 4.5 – Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 50%.	69
Figura 4.6 – Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 80%.	69
Figura 4.7 – Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração α de 20%.	71
Figura 4.8 – Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração α de 50%.	72
Figura 4.9 – Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração α de 80%.	72
Figura 4.10–Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão elétrica na barra 100 com um fator de penetração α de 20%.	73
Figura 4.11–Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão elétrica na barra 100 com um fator de penetração α de 50%.	74
Figura 4.12–Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão elétrica na barra 100 com um fator de penetração α de 80%.	74
Figura 4.13–Tensões nas barras para o caso crítico de subtensão, com $\alpha = 0,2$, $P_L = 30kW$, e $Q_L = 9kvar$	75
Figura 4.14–Tensões nas barras para o caso crítico de sobretensão, com $\alpha = 0,8$, $P_L = 1kW$, e $Q_L = 0,1kvar$	76
Figura 4.15–Perdas médias na rede elétrica para P_L de 0 kW a 30 kW e potência reativa consumida Q_L de 80% a 90% de P_L	77

Figura 4.16–Perfil de tensão médio para $\alpha = 0,5$, potência ativa consumida P_L de 0 kW a 30 kW e potência reativa consumida Q_L de 80% a 90% de P_L . . .	78
Figura 4.17–Perfil de tensão médio para $\alpha = 0,8$, potência ativa consumida P_L de 0 kW a 30 kW e potência reativa consumida Q_L de 80% a 90% de P_L . . .	78
Figura 4.18–Comparação dos perfis de tensão na rede elétrica	82
Figura 4.19–Comparação das perdas de potência entre barra na rede elétrica	83
Figura 4.20–Comparação da potência ativa total da carga e da geração distribuída na rede elétrica	89
Figura 4.21–Perfil de tensão para o minuto 784 (máxima geração e mínima carga) .	90
Figura 4.22–Perfil de tensão para o minuto 1115 (mínima geração e máxima carga)	91
Figura 4.23–Comparação dos valores de tensão na barra 100 ao longo do dia	92
Figura 4.24–Superfície gerada pelos valores de tensão por barra ao longo do dia usando o algoritmo CCS	93
Figura 4.25–Função de densidade de probabilidade da magnitude de tensão	94
Figura 4.26–Comparação das perdas elétricas ao longo do dia	95
Figura 4.27–Potência aparente gerada na barra de referência ao longo do dia	96
Figura 4.28–Comparação dos valores de tensão na barra 100 ao longo do dia	98
Figura 4.29–Comparação dos perfis de tensão da rede no instante 784 min (máxima geração e mínima carga)	98
Figura 4.30–Comparação dos perfis de tensão da rede no instante 1115 min (mínima geração e máxima carga)	99
Figura 4.31–Comparação das funções de densidade de probabilidade das magnitudes de tensões	99
Figura 4.32–Comparação das perdas elétricas ao longo do dia	100
Figura 4.33–Comparação da potência aparente na barra de referência ao longo do dia	101
Figura 4.34–Comparação da potência ativa na barra de referência ao longo do dia .	102
Figura 4.35–Comparação da potência reativa na barra de referência ao longo do dia	103
Figura A.1–Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 20% e distância entre as barras fixada em 250m.	115
Figura A.2–Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 50% e distância entre as barras fixada em 250m	115
Figura A.3–Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 80% e distância entre as barras fixada em 250m	116
Figura A.4–Comparação da perdas elétricas (distância entre as barras fixada em 250m)	116
Figura A.5–Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração α de 20% (distância entre as barras fixada em 250m)	117

Figura A.6–Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração α de 50% (distância entre as barras fixada em 250m)	117
Figura A.7–Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração α de 80% (distância entre as barras fixada em 250m)	118
Figura B.1–Rede elétrica com duas barras	119
Figura B.2–Ilustração da diferença entre os fasores $\hat{V}_1 e \hat{V}_2$	121
Figura B.3–Rede elétrica com duas barras	125
Figura C.1–Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 1	129
Figura C.2–Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 2 (GA losses)	130
Figura C.3–Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 2 (GA δV) .	130
Figura C.4–Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 2 (GA optimized)	131
Figura C.5–Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 2 (FA losses)	131
Figura C.6–Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 2 (FA δV) .	132
Figura C.7–Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 2 (FA optimized)	132
Figura C.8–Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 3 (LRA) . .	133
Figura C.9–Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 3 (VRA) . .	133
Figura C.10–Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 3 (CCS) . .	134
Figura C.11–Comparação das funções de densidade de probabilidade das perdas elétricas	135

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Tipos de barras nos sistemas elétricos e suas incógnitas	32
Tabela 2.2 – Descrição das Barras da Figura 2.2	36
Tabela 4.1 – Parâmetros da rede elétrica considerada neste capítulo.	63
Tabela 4.2 – Comparação das perdas de potência ativa nas linhas de distribuição.	67
Tabela 4.3 – Média dos valores de potência reativa gerada na barra <i>slack</i>	67
Tabela 4.4 – Média dos valores de potência ativa gerada na barra <i>slack</i>	67
Tabela 4.5 – Média de tensão das barras para as 1.000 simulações.	70
Tabela 4.6 – Comparação do número percentual médio de barras com tensão abaixo de 0.95 pu para as 1.000 simulações.	70
Tabela 4.7 – Parâmetros do sistema	80
Tabela 4.8 – Parâmetros do Algoritmo Genético	81
Tabela 4.9 – Parâmetros do Algoritmo <i>Firefly</i>	81
Tabela 4.10–Perdas elétricas totais na rede (kW)	83
Tabela 4.11–Potência ativa fornecida pela barra de referência (kW)	84
Tabela 4.12–Razão entre Q_g e S_{inv}	85
Tabela 4.13–Parâmetros do Sistema	86
Tabela 4.14–Comparação dos parâmetros de qualidade de tensão	93
Tabela 4.15–Comparação das perdas médias e da potência aparente média na barra de referência (S_{slack})	95
Tabela 4.16–Comparação dos parâmetros RMSE, VVED e VVEF obtidos pelas propostas deste trabalho	97
Tabela 4.17–Comparação das perdas na rede elétrica obtidas pelas propostas deste trabalho	100
Tabela 4.18–Comparação da potência aparente na barra de referência obtida pelas propostas deste trabalho	101
Tabela 4.19–Comparação da potência ativa na barra de referência obtida pelas propostas deste trabalho	102
Tabela 4.20–Comparação da potência reativa na barra de referência obtida pelas propostas deste trabalho	103
Tabela 4.21–Comparação do percentual de potência ativa perdida na rede em relação a potência ativa gerada	104
Tabela 4.22–Comparação da energia ativa, reativa e aparente fornecida à rede pela barra de referência	105
Tabela 4.23–Comparação da energia ativa gerada, consumida e perdida	105
Tabela 4.24–Comparação qualitativa do desempenho das três propostas apresentadas nesta Tese	106

Tabela 4.25–Resumo de uma comparação qualitativa do desempenho das três propostas apresentadas nesta Tese	106
Tabela A.1–Média de tensão das barras para as 1.000 simulações com distância entre as barras fixada em 250m.	114
Tabela A.2–Comparação do número percentual médio de barras com tensão abaixo de 0.95 pu para as 1.000 simulações com distância entre as barras fixada em 250m.	114

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
FDP	Função Densidade de Probabilidade
GD	Geração Distribuída
<i>PV</i>	<i>Photovoltaic</i>
pu	Por unidade
<i>NPQ</i>	Número de barras PQ
<i>NPV</i>	Número de barras PV
FA	<i>Firefly Algorithm</i>
AG	Algoritmo Genético
RMSE	<i>Root mean square error</i>
LRA	<i>Loss Reduction Algorithm</i>
VRA	<i>Voltage Regulation Algorithm</i>
CCS	<i>Combined Control Strategy</i>
VVEF	<i>Voltage Violation Equivalent Frequency</i>
VVED	<i>Voltage Violation Equivalent Duration</i>

Lista de símbolos

\mathbf{I}_{bus}	Matriz de correntes nas barras
\mathbf{Y}_{bus}	Matriz de admitância de barra
\mathbf{V}_{bus}	Matriz de tensão na barras
P_j	Potência ativa (real) na j -ésima barra
Q_j	Potência reativa na j -ésima barra
V_j	Tensão elétrica na j -ésima barra
α	Fator de penetração da geração distribuída fotovoltaica
S_j	Potência aparente do inversor fotovoltaico na j -ésima
G_{jm}	Condutância entre as barras j e m
θ_{jm}	Ângulo de fase entre as barras j e m
B_{jm}	Susceptância entre as barras j e m
α	Fator de Penetração de Geração Distribuída
R_j	Resistência da linha que chega na barra j
X_j	Reatância da linha que chega na barra j
Q_{slack}	Potência reativa na barra de referência
S_{slack}	Potência aparente da barra de referência
P_{slack}	Potência ativa da barra de referência
P_j^G	Potência ativa (real) gerada na j -ésima barra
P_j^L	Potência ativa (real) consumida na j -ésima barra
Q_j^G	Potência reativa gerada na j -ésima barra
Q_j^L	Potência reativa consumida na j -ésima barra
n	Número de barras do sistema elétrico considerado
\mathbf{Q}_G	Vetor de potências reativas geradas

Q_G^M	Matriz de potências reativas geradas
P_{size}	Tamanho da população dos algoritmos heurísticos
G	Número máximo de iterações/gerações nos algoritmos heurísticos
α_{FA}	Fator de aleatoriedade do Algoritmo <i>Firefly</i>
β	Atratividade entre os vaga-lumes no Algoritmo <i>Firefly</i>
γ	Coefficiente de absorção luminosa pelo ambiente no Algoritmo <i>Firefly</i>
p_m	Probabilidade de mutação no Algoritmo Genético
p_c	Probabilidade de cruzamento o Algoritmo Genético
n_g	Número de genes no Algoritmo Genético
k_{GA}	Número de indivíduos escolhidos para o torneio no Algoritmo Genético
τ_{GA}	Percentual da população que participa do torneio no Algoritmo Genético
L_0	Intensidade luminosa da fonte no Algoritmo <i>Firefly</i>
L	Intensidade luminosa no Algoritmo <i>Firefly</i>
f	Frequência elétrica da rede
$\tau_j(t)$	Intervalo de tempo discreto durante o qual ocorreu a violação de tensão no barramento j
$\varphi_j(t)$	Variável binária auxiliar para o cálculo de VVEF
$\nu_j(t)$	<i>Flag</i> auxiliar para o cálculo de VVEF
ω	Frequência angular da rede elétrica

Sumário

Trabalhos Publicados e Submetidos	23
1 Introdução	24
1.1 Objetivos	25
1.2 Organização da Tese	26
1.3 Contribuições da Tese	26
2 Fundamentação Teórica e Revisão Bibliográfica	28
2.1 Potência Elétrica em Regime Permanente Senoidal	28
2.1.1 Potência ativa e potência reativa	29
2.2 Fluxo de Potência	31
2.2.1 Formulação Matemática	33
2.2.1.1 Preparação das Equações para o Método de Newton-Raphson	34
2.2.2 Definição de Fator de Penetração	38
2.3 Característica da rede elétrica simulada	38
2.4 Algoritmos Meta-Heurísticos	40
2.4.1 Algoritmo Genético	41
2.4.2 Algoritmo <i>Firefly</i>	42
2.5 Trabalhos Relacionados	44
3 Propostas de Controle de Potência Reativa	47
3.1 Proposta 1: Controle Local de Potência Reativa considerando apenas Parâmetros da Rede	47
3.1.1 Descrição do Algoritmo	49
3.2 Proposta 2: Minimização das Perdas Elétricas e do Desvio de Tensão utilizando Algoritmos Meta-Heurísticos	51
3.2.1 Definição do Problema	51
3.2.2 Descrição do Método	52
3.3 Proposta 3: Minimização das Perdas Elétricas e do Desvio de Tensão utilizando Equações Analíticas	53
3.3.1 Modelagem de Cargas e Geradores	54
3.3.2 Estratégia de Controle Analítico	55
3.3.3 Algoritmo de Redução de Perdas - LRA	55
3.3.4 Algoritmo de Regulação de Tensão - VRA	57
3.3.5 Generalização para Múltiplas Barras	59
3.3.6 Estratégia de Controle Combinada - CCS	60
4 Resultados	62
4.1 Validação da Proposta 1	62
4.1.1 Parâmetros de simulação	62

4.1.2	Resultados Obtidos	64
4.1.3	Considerações acerca da Proposta 1	79
4.2	Validação da Proposta 2	79
4.2.1	Parâmetros de Simulação	80
4.2.2	Resultados Obtidos	82
4.2.3	Considerações acerca da Proposta 2	85
4.3	Validação da Proposta 3	86
4.3.1	Parâmetros de Simulação	86
4.3.2	Métricas de Avaliação	87
4.3.3	Resultados Obtidos	88
4.3.4	Considerações acerca da Proposta 3	96
4.4	Comparação entre as Propostas	97
5	Conclusão	107
5.1	Propostas de Trabalhos Futuros	108
 Referências		109
 Apêndices		113
APÊNDICE A Simulações adicionais acerca da Proposta 1		114
APÊNDICE B Informações adicionais acerca da Proposta 3		119
B.1	LRA	119
B.1.1	Forma alternativa de expandir a Equação B.10	122
B.2	VRA	125
B.3	Graphical Abstract	127
APÊNDICE C Resultados adicionais acerca das comparações entre as Pro- postas 1, 2 e 3		129

Trabalhos Publicados e Submetidos

1. **Algoritmo de Controle de Potência Reativa para Adequação de Valores de Tensão e Redução de Perdas em Sistemas de Distribuição** - Artigo publicado em *Revista Eletrônica de Potência*, 2021, v. 26, n. 3, p. 290-301. Autores: Gilberto Lopes Filho, Ricardo Augusto Pereira Franco, Flávio Henrique Teles Vieira, Carlos Augusto Guimarães Medeiros;
2. **Minimização de Perdas na Distribuição de Energia por meio da Injeção de Potência Reativa utilizando Geração Fotovoltaica** - Artigo publicado em *14th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, 2021. Autores: Gilberto Lopes Filho, Ricardo Augusto Pereira Franco, Flávio Henrique Teles Vieira;
3. **Distributed Reactive Power Injection Based Approach for Minimization of Losses in Electrical Networks Considering Heuristic Algorithms and Voltage Deviation** - Artigo publicado em *Energies*, 2023, v. 16, n. 19, p. 6761. Autores: Gilberto Lopes Filho, Henrique Pires Correa, Flávio Henrique Teles Vieira;
4. **Analytical Distributed PV Inverter Reactive Power Support Strategy for Reduction of Grid Losses and Voltage Deviations** - Artigo submetido em *Energy Systems*, 2024. Autores: Gilberto Lopes Filho, Henrique Pires Corrêa, Flávio Henrique Teles Vieira.

1 Introdução

As redes de distribuição foram inicialmente projetadas como sistemas passivos, provendo energia em apenas uma direção, do sistema de transmissão conectado à subestação de distribuição, aos consumidores finais. Com o advento da Geração Distribuída (GD) esse cenário mudou. O termo Geração Distribuída se refere à energia elétrica gerada no local de consumo ou próximo a ele. Desta forma, as redes elétricas podem estar sujeitas a uma bi-direcionalidade no fluxo de energia, principalmente nos sistemas com alta disponibilidade de GD. Isto provocou muitos desafios na operação de redes de distribuição, que passaram a se comportar como sistemas ativos, com controle em tempo real e otimizações de múltiplas formas de energia distribuída (GHAREHPETIAN; AGAH, 2017).

Nos últimos 10 anos, as tecnologias relacionadas à energia fotovoltaica têm se desenvolvido rapidamente. A inserção de energia fotovoltaica na rede elétrica em pequena escala não provoca impacto na rede elétrica, uma vez que não muda significativamente o perfil de tensão da rede e nem a direcionalidade do fluxo de potência (ZHAO; WANG; ZHANG, 2017). No entanto, estudos recentes mostram que um alto fator de penetração de GD na rede elétrica, isto é, uma grande inserção de geradores nos sistemas de distribuição, pode aumentar a ocorrência de sobretensões ao longo da rede (GHAREHPETIAN; AGAH, 2017).

A geração distribuída parte do princípio de que cada unidade consumidora é uma unidade de geração de energia elétrica em potencial, capaz de abastecer total ou parcialmente sua própria necessidade energética. E, caso a geração seja superior ao consumo de energia, o excedente é injetado na rede de distribuição de energia. Dessa forma, os sistemas fotovoltaicos podem contribuir com o setor elétrico: evitando perdas na transmissão e na distribuição; injetando energia diretamente na rede; e, até aliviando picos de demanda na rede no caso de cargas diurnas, sobretudo as que empregam massivamente equipamentos de condicionamento de ar, por exemplo. A característica modular dos sistemas fotovoltaicos transforma essa tecnologia em uma opção tecnicamente interessante para ser utilizada na geração distribuída, já que permite a instalação de sistemas de pequeno porte e a sua expansão posterior, conforme haja necessidade (ZILLES et al., 2016).

Tradicionalmente, os projetos das redes elétricas de distribuição costumam seguir uma abordagem denominada *fit and forget* (GHAREHPETIAN; AGAH, 2017). Essa abordagem significa que a rede de distribuição é projetada com uma capacidade para lidar com possíveis mudanças na demanda de energia elétrica por um longo período, como uma ou duas décadas, sem sobrecarregar os componentes do sistema. Porém, com a introdução de GD nas redes de distribuição, pode haver vários geradores no sistema. Desta forma,

a concessionária responsável pela distribuição de energia deve analisar os pedidos de instalação de GD, e aprová-los somente se a sua conexão não violar limites de operação da rede elétrica (GHAREHPETIAN; AGAH, 2017).

Uma vez que o fator de penetração de GD na rede elétrica se torna significativo, a abordagem *fit and forget* deixa de ser válida, pois a rede não é capaz de lidar com todos os cenários, variações de carga e geração de energia. Isso levou ao desenvolvimento da abordagem *connect and manage* para operação de redes de distribuição (HALLBERG et al., 2013). Desta forma, os operadores da rede podem gerenciar a potência injetada das GDs no sistema de distribuição de acordo com a carga, com a capacidade da rede e com o horário do dia. Essas decisões são tomadas baseadas nos parâmetros da rede elétrica, como valores instantâneos e direção da potência ativa e reativa, e valores da tensão e corrente no ponto de conexão da GD.

1.1 Objetivos

Neste trabalho, são apresentadas três propostas para controle de potência reativa nas barras. Assume-se uma rede elétrica com geração distribuída fotovoltaica, de forma que os inversores que conectam os módulos fotovoltaicos à rede são capazes de injetar nas barras tanto potência ativa quanto reativa. O objetivo geral do trabalho é atuar na operação das redes elétricas, propondo novas metodologias para minimizar ou reduzir as perdas elétricas nas redes de distribuição de energia e, ao mesmo tempo, tornar o perfil de tensão da rede mais uniforme e próximo dos valores nominais utilizando o controle de potência reativa.

Este trabalho visa fazer contribuições na área de geração distribuída utilizando energia solar fotovoltaica, tendo como objetivos específicos:

1. Adequar o perfil de tensão de todas as barras do sistema dentro dos limites aceitáveis pelas agências de regulamentação atuando na operação da rede elétrica;
2. Reduzir as perdas elétricas em uma rede de distribuição de energia por meio do controle de injeção de potência reativa;
3. Propor uma metodologia por meio de algoritmos meta-heurísticos capaz de reduzir as perdas elétricas mantendo os níveis de tensão em valores adequados;
4. Deduzir equações analíticas para o cálculo ótimo de potência reativa, capazes de minimizar as perdas elétricas e regular a tensão em uma rede elétrica com várias barras;
5. Comparar os métodos propostos com outros trabalhos descritos nas literaturas;

1.2 Organização da Tese

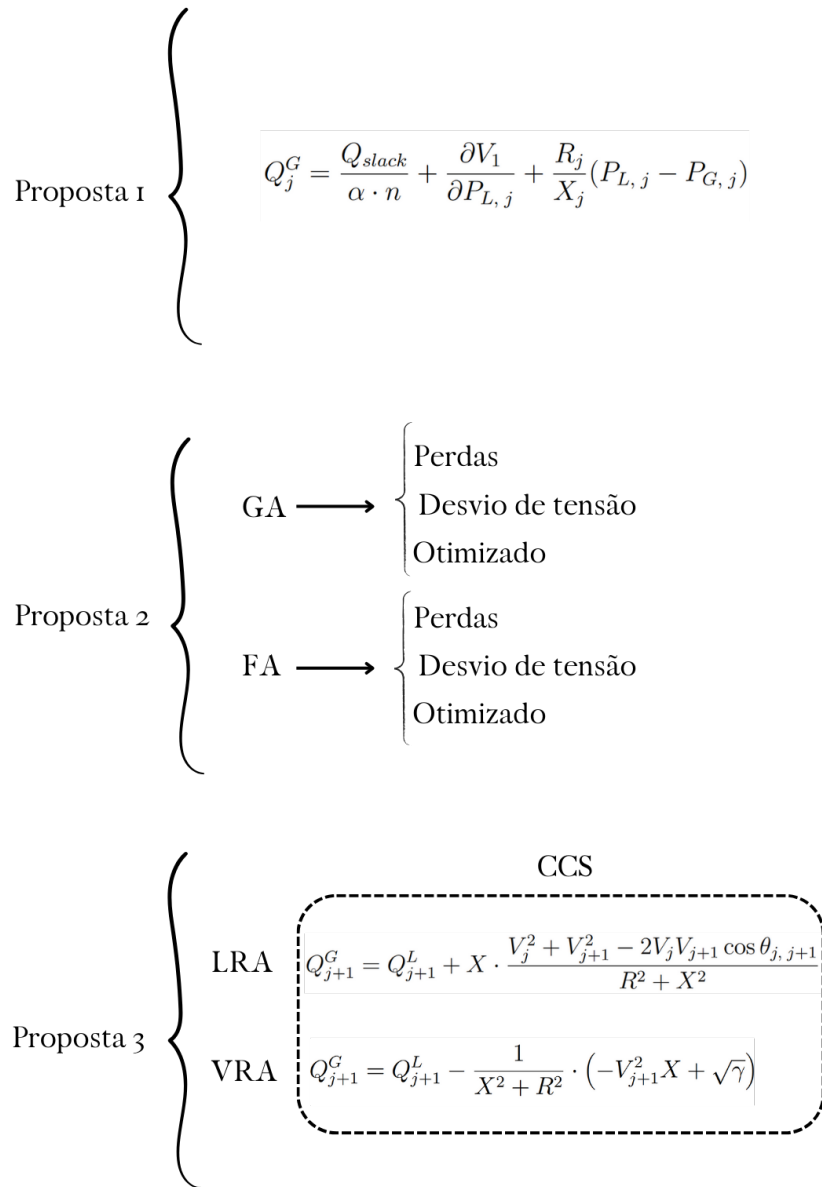
O texto desta Tese está organizado da seguinte forma:

1. O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica dos principais temas discutidos neste trabalho;
2. No Capítulo 3, as três principais propostas desta Tese são apresentadas;
3. O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos com as propostas descritas neste trabalho, comparando-os com os resultados dos demais trabalhos apresentados na literatura;
4. No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões do trabalho, as propostas de trabalhos futuro e as considerações finais.

1.3 Contribuições da Tese

A Figura 1.1 ilustra as três principais contribuições desta Tese. A primeira proposta, detalhada na Seção 3.1, foi elaborada por meio de observações do comportamento da rede elétrica radial e busca calcular a potência reativa ideal utilizando apenas valores de parâmetros amostrados da própria rede. Esta proposta é capaz de prover um perfil de tensão mais próximo dos valores nominais da rede elétrica, assim como uma redução significativa das perdas quando comparadas a outros algoritmos descritos na literatura, tais como os de Yeh, Gayme e Low (2012) e Tao et al. (2018). A segunda proposta, detalhada na Seção 3.2, foca na utilização de algoritmos meta-heurísticos para resolver os problemas de minimização de perdas e regulação de tensão. São utilizados os algoritmos GA (Algoritmo Genético, do inglês *Genetic Algorithm*) e FA (Algoritmo dos Vaga-lumes, do inglês *Firefly Algorithm*). A terceira proposta, descrita na Seção 3.3, apresenta uma abordagem analítica para resolver os problemas de perdas e regulação de tensão na rede por meio de três de algoritmos. No âmbito da terceira proposta, foram desenvolvidas novas relações de potência reativa e tensão em diferentes barras de forma explícita. São desenvolvidos dois métodos, LRA (Algoritmo de Redução de Perdas, do inglês *Loss Reduction Algorithm*) e VRA (Algoritmo de Regulação de Tensão, do inglês *Voltage Regulation Algorithm*), em que o primeiro visa reduzir as perdas e o segundo reduzir os desvios de tensão. É apresentada também um estratégia de controle denominada CCS, que combina os métodos LRA e VRA. O CCS é uma abordagem que busca o melhor compromisso entre redução de perda e regulação de tensão.

Figura 1.1 – Propostas desenvolvidas neste trabalho



2 Fundamentação Teórica e Revisão Bibliográfica

Neste Capítulo, são abordados conceitos e métodos envolvendo sistemas elétricos, geração distribuída fotovoltaica e algoritmos meta-heurísticos. Apresenta-se também trabalhos relacionados ao controle de potência reativa, regulação de tensão elétrica, formas de redução de perdas em redes elétricas, entre outros trabalhos relacionados à geração distribuída fotovoltaica. Este Capítulo está dividido da seguinte forma: na Seção 2.1 são apresentados conceitos relacionados à potência elétrica em regime permanente senoidal. Isso inclui uma explanação sobre potência ativa, potência reativa e potência aparente, fornecendo uma base sólida para compreensão dos conceitos subsequentes; na Seção 2.2 é apresentada uma breve revisão teórica sobre fluxo de potência; na Seção 2.3, a rede elétrica simulada é descrita; a Seção 2.4 descreve os algoritmos meta-heurísticos utilizados nesta Tese, introduzindo o Algoritmo Genético e *Firefly*, e como são aplicados para resolver problemas de controle de potência reativa em sistemas com geração distribuída fotovoltaica; por fim, na Seção 2.5, é realizada uma revisão bibliográfica de trabalhos que abordam temas semelhantes aos discutidos nesta Tese.

2.1 Potência Elétrica em Regime Permanente Senoidal

Atualmente, na maioria dos sistemas elétricos, a energia elétrica é fornecida por meio de tensões e correntes senoidais. Como os diversos dispositivos usados nos sistemas de energia elétrica possuem além de resistências, indutâncias e capacitâncias, frequentemente a tensão e a corrente não estão em fase. Devido a essa defasagem de tensão e corrente, serão necessários definir os conceitos de potência ativa, reativa e aparente.

De acordo com Dorf e Svoboda (2016), dado uma tensão e corrente senoidal, v e i , respectivamente, a potência instantânea em qualquer instante de tempo (t) é:

$$p(t) = v(t) \cdot i(t) \quad (2.1)$$

As expressões para tensão e corrente podem ser escritas como:

$$v(t) = V_p \cos(\omega t + \theta_v) \quad (2.2)$$

$$i(t) = I_p \cos(\omega t + \theta_i) \quad (2.3)$$

onde V_p é a tensão de pico, I_p é a corrente de pico, θ_v é o ângulo de fase da tensão, θ_i é o ângulo de fase da corrente e ω é a frequência angular da rede elétrica dada por $2\pi f$. Adotando a corrente como referência, e substituindo as Equações 2.2 e 2.3 na Equação 2.1, obtém-se:

$$p(t) = V_p I_p \cos(\omega t + \theta_v - \theta_i) \cos(\omega t) \quad (2.4)$$

Aplicando algumas identidades trigonométricas ($\cos(A) \cdot \cos(B) = \frac{\cos(A+B)}{2} + \frac{\cos(A-B)}{2}$), é possível desenvolver a expressão e encontrar:

$$p(t) = \frac{V_p I_p}{2} \cos(\theta_v - \theta_i) + \frac{V_p I_p}{2} \cos(2\omega t + \theta_v - \theta_i) \quad (2.5)$$

Aplicando mais uma identidade trigonométrica ($\cos(A - B) = \cos A \cos B + \text{sen } A \text{ sen } B$) para expandir o segundo termo da equação e desenvolvendo, obtém-se:

$$p(t) = \frac{V_p I_p}{2} \cos(\theta_v - \theta_i) + \frac{V_p I_p}{2} \cos(\theta_v - \theta_i) \cos(2\omega t) - \frac{V_p I_p}{2} \text{sen}(\theta_v - \theta_i) \text{sen}(2\omega t) \quad (2.6)$$

A Figura 2.1 ilustra uma relação representativa entre tensão (v), corrente (i) e potência (p), assumindo um ângulo de fase de $\theta_v = 60^\circ$ e $\theta_i = 0^\circ$. Pode-se observar que a frequência da potência instantânea é o dobro da frequência da tensão ou corrente. Essa observação também pode ser deduzida diretamente do segundo e terceiro termos do lado direito da Equação 2.6. Portanto, a potência instantânea completa dois ciclos para cada ciclo da tensão ou corrente. Além disso, observa-se que a potência instantânea pode ser negativa durante parte do ciclo, mesmo que a rede conectada aos terminais seja passiva. Em uma rede totalmente passiva, a potência negativa indica que a energia armazenada nos indutores ou capacitores está sendo liberada.

2.1.1 Potência ativa e potência reativa

Partindo da Equação 2.6, é possível reescrevê-la da seguinte forma:

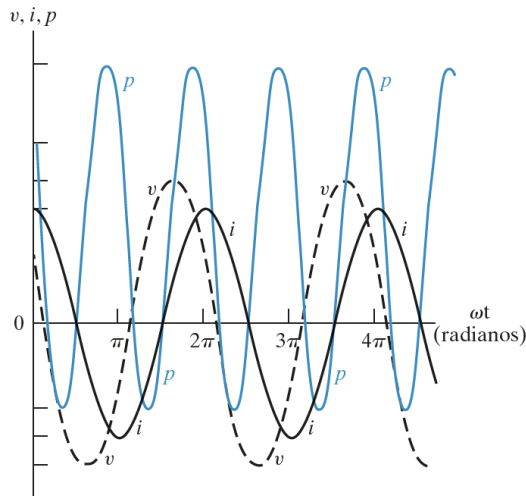
$$p(t) = P + P \cos(2\omega t) - Q \text{sen}(2\omega t) \quad (2.7)$$

em que

$$P = \frac{V_p I_p}{2} \cos(\theta_v - \theta_i) \quad (2.8)$$

$$Q = \frac{V_p I_p}{2} \text{sen}(\theta_v - \theta_i) \quad (2.9)$$

Figura 2.1 – Potência instantânea, tensão e corrente em função de ωt para um circuito em regime permanente senoidal



P é denominada potência ativa ou potência média, pois descreve a potência que é convertida de uma forma elétrica para uma não elétrica. Q é denominada potência reativa. Observa-se que o valor médio de p é dado por P na Equação 2.7, pois a integral tanto de $\cos(2\omega t)$ quanto de $\sin(2\omega t)$ em um período é igual a zero. Assim, a potência média é dada pela Equação 2.8.

Se o circuito for puramente resistivo, a tensão e a corrente estarão em fase, logo $\theta_v = \theta_i$. Dessa forma, a Equação 2.7 se reduz a Equação 2.10, que é denominada potência ativa instantânea:

$$p(t) = P + P \cos(2\omega t) \quad (2.10)$$

A potência ativa instantânea não será negativa, ou seja, não é possível extrair potência de uma rede puramente resistiva e toda a energia elétrica é dissipada sob a forma de energia térmica ou em forma de trabalho desenvolvido por equipamentos elétricos.

Se o circuito for puramente indutivo, a tensão e a corrente em seus terminais estarão defasadas em exatamente 90° . Em particular, a corrente fica 90° atrasada em relação à tensão, de forma que $\theta_v - \theta_i = 90^\circ$. Assim, a expressão para potência instantânea se reduz a:

$$p(t) = -Q \sin(2\omega t) \quad (2.11)$$

Em um circuito puramente indutivo, a potência média é igual a zero. Portanto, não há conversão líquida de energia elétrica em energia não elétrica. A potência instantânea nos terminais de um circuito puramente indutivo é continuamente permutada entre o circuito e a fonte que o alimenta, a uma frequência de $2\omega t$. Em outras palavras, quando a potência p é positiva, a energia está sendo armazenada nos campos magnéticos associados aos

elementos indutivos; quando a potência p é negativa, a energia está sendo extraída dos campos magnéticos. Uma medida da potência associada a circuitos puramente indutivos é a potência reativa Q . A denominação potência reativa deve-se à caracterização de um indutor como elemento reativo; sua impedância é puramente reativa.

Por outro lado, se o circuito entre os terminais for puramente capacitivo, a tensão e a corrente estarão defasadas em exatamente 90° . Nesse caso, a corrente fica 90° adiantada em relação à tensão, de forma que $\theta_v - \theta_i = -90^\circ$. De forma análoga ao caso de um circuito indutivo, a potência média é igual a zero, portanto não há nenhuma transformação de energia elétrica para não elétrica. Em um circuito puramente capacitivo, a potência é continuamente permutada entre a fonte que excita o circuito e o campo elétrico associado aos elementos capacitivos. Devido à função seno, como Q é positiva para indutores ($\theta_v - \theta_i = 90^\circ$) e negativa para capacitores ($\theta_v - \theta_i = -90^\circ$), diz-se que indutores absorvem energia reativa e capacitores fornecem energia reativa.

Uma forma comum de se trabalhar com a potência elétrica em regime senoidal é por meio da potência complexa, que pode ser definida como a soma complexa da potência ativa e reativa:

$$S = P + jQ \quad (2.12)$$

A magnitude da potência complexa é denominada potência aparente:

$$|S| = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.13)$$

Embora a potência média represente a parcela da potência que realiza trabalho, a potência aparente representa a potência total disponível necessária para fornecer a potência ativa desejada.

2.2 Fluxo de Potência

O problema de fluxo de potência (ou fluxo de carga) pode ser definido como o cálculo das potências ativas e reativas que fluem em cada linha, e da magnitude e ângulo de fase da tensão elétrica em cada barra, dada uma condição de geração e carga. As informações obtidas acerca do sistema elétrico estudado podem ser utilizadas para testar a capacidade do sistema de transferir potência da geração para a carga sem sobrecarregar as linhas de transmissão e distribuição, e determinar as regulações de tensões corretas por meios de capacitores *shunts*, reatores, transformadores com *tap* variável e geradores síncronos que geram reativo (GONEN, 2013).

Os problemas de fluxo de potência normalmente são resolvidos utilizando a matriz de admitância de barra \mathbf{Y}_{bus} da rede elétrica. É comum se utilizar a abordagem de análise

nodal. Desta forma, se as tensões elétricas $\hat{\mathbf{V}}_{bus}$ são conhecidas, as correntes nas barras $\hat{\mathbf{I}}_{bus}$ podem ser expressas conforme a Equação 2.14:

$$\hat{\mathbf{I}}_{bus} = \mathbf{Y}_{bus} \hat{\mathbf{V}}_{bus} \quad (2.14)$$

Cada barra da rede elétrica possui 4 variáveis de grandezas associadas a ela: potência real, potência reativa, magnitude de tensão e ângulo de fase. Duas variáveis devem ser especificadas, enquanto que as outras duas devem ser determinadas. Devido as características físicas da geração e carga, as condições elétricas de cada são definidas em termos da potência ativa e reativa ao invés da corrente, conforme a Equação 2.15:

$$\hat{\mathbf{I}}_j = \frac{P_j - jQ_j}{\hat{\mathbf{V}}_j^*} \quad (2.15)$$

onde o índice j indica a j -ésima barra.

Nas simulações dos sistemas elétricos, são consideradas 3 tipos de barras: PQ , PV e $V\theta$, conforme é apresentado na Tabela 2.1. Uma barra pode ser definida como um ponto específico em uma rede (nó) de um sistema elétrico (GONEN, 2013).

Tabela 2.1 – Tipos de barras nos sistemas elétricos e suas incógnitas

Tipo de barra	Notação	Dados	Incógnitas
Barra de carga	PQ	P_j e Q_j	V_j e θ_j
Barra de geração	PV	P_j e V_j	Q_j e θ_j
Referência	$V\theta$	V_j e θ_j	P_j e Q_j

Uma vez que as perdas no sistema de transmissão e distribuição estão associadas com o perfil de tensão das barra, o total de potência requerido para suprir o sistema é conhecido somente quando a solução do fluxo de potência é obtida. Desta forma, o gerador na barra de referência¹ é utilizado para suprir os adicionais de potência ativa e reativa relativos às perdas na transmissão e distribuição. Na barra de referência, normalmente se define a tensão elétrica como 1 pu e o ângulo de fase igual a 0°. Exemplificando, a barra de referência normalmente é uma barra com grande geração de energia (associada à ideia de barramento infinito), e fornece a referência angular necessária à formulação matemática do problema de fluxo de carga. É usada com o propósito de finalizar o balanço de potência do sistema (GONEN, 2013).

Em barras com geração, é necessário se conhecer a potência ativa e a magnitude de tensão, por isso elas são chamadas de barras PV . Normalmente, as barras de geração são aquelas capazes de controlar a tensão terminal, seja através de um controle automático por bancos de capacitores com injeção de potência reativa, ou por meio de transformadores reguladores de tensão e controle por *tap* (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012). Por

¹ Também é conhecida como *slack bus* ou *swing bus*

outro lado, em barras de carga, a potência ativa e reativa são conhecidas, e por isso são chamadas de barras PQ . Normalmente, são subestações de energia elétrica a qual estão conectadas cargas do sistema elétrico, que são previamente conhecidas. Nas simulações desta Tese, as barras de carga e geração são definidas como barras PQ , pois apesar de haver geração, as grandezas conhecidas são potência ativa e reativa, e os geradores fotovoltaicos não impõem um valor de tensão na barra diretamente.

2.2.1 Formulação Matemática

O equacionamento de fluxo de potência de sistemas elétricos é realizado no estado de regime permanente, utilizando equações algébricas não lineares. Os fluxos de P e Q não necessariamente estão no mesmo sentido. O sentido pode ser estimado observando o módulo e fase das tensões nas barras. A injeção líquida de potência de uma barra corresponde ao que é gerado na barra (se houver geração) menos o que é consumido na barra (se houver carga), $P_{liq} = P_{ger} - P_{carga}$.

De acordo com [Glover, Sarma e Overbye \(2012\)](#), as potências ativa e reativa líquidas em uma barra são dadas respectivamente pelas Equações 2.16 e 2.17:

$$P_j = V_j \sum_{m \in \mathcal{K}} V_m (G_{jm} \cos \theta_{jm} + B_{jm} \sin \theta_{jm}) \quad (2.16)$$

$$Q_j = V_j \sum_{m \in \mathcal{K}} V_m (G_{jm} \sin \theta_{jm} - B_{jm} \cos \theta_{jm}) \quad (2.17)$$

onde \mathcal{K} é o conjunto de barras vizinhas de j incluindo j , G_{jm} é a condutância entre as barras j e m , θ_{jm} é o ângulo de fase entre as barras j e m , e B_{jm} é a susceptância entre as barras j e m .

O procedimento para se escrever as equações de fluxo de potência de um sistema elétrico é:

1. Escrever as equações de P_j para as barras PQ (carga) e PV (geração);
2. Escrever as equações de Q_j para as barras PQ (carga);
3. Sejam NPQ barras PQ , e NPV barras PV ;
4. Tem-se $(NPQ + NPV)$ equações de P_j e NPQ equações de Q_j ;
5. Tem-se um total de $(2NPQ + NPV)$ equações;
6. As incógnitas são V_j e θ_j para as barras PQ , e θ_j para as barras PV ;
7. O total de incógnitas também é igual a $(2NPQ + NPV)$;

8. Portanto, tem-se um sistema de $(2NPQ + NPV)$ equações algébricas não lineares e mesmo número de incógnitas;
9. Obter as incógnitas por algum método;
10. Calcular P_j para a barra de referência, e Q_j para a barra de referência e barras PV .

2.2.1.1 Preparação das Equações para o Método de Newton-Raphson

Existem vários métodos numéricos que resolvem o problema de fluxo de potência. Nesta Tese, será abordado o método de Newton-Raphson. As potências líquidas P_j e Q_j das barras PQ e a potência líquida P_j das barras PV são denominadas de potências especificadas P_j^{esp} e Q_j^{esp} . Desta forma, reescrevendo as Equações 2.16 e 2.17, tem-se as Equações 2.18 e 2.19:

$$P_j^{esp} - V_j \sum_{m \in \mathcal{K}} V_m (G_{jm} \cos \theta_{jm} + B_{jm} \sin \theta_{jm}) = 0 \quad j \in \{\text{barras PQ e PV}\} \quad (2.18)$$

$$Q_j^{esp} - V_j \sum_{m \in \mathcal{K}} V_m (G_{jm} \sin \theta_{jm} - B_{jm} \cos \theta_{jm}) = 0 \quad j \in \{\text{barras PQ}\} \quad (2.19)$$

As Equações 2.18 e 2.19 são satisfeitas somente se a primeira parte (minuendo) for igual a segunda (subtraendo). Isto não é verdade nas primeiras iterações do Método de Newton-Raphson, porém a medida que o método se aproxima da solução, as Equações 2.18 e 2.19 tendem a zero. Desta forma, é possível reescrever as Equações 2.18 e 2.19 em função de um erro Δ , conforme as Equações 2.20 e 2.21:

$$\Delta P_j = P_j^{esp} - P_j(V, \theta) \quad j \in \{\text{barras PQ e PV}\} \quad (2.20)$$

$$\Delta Q_j = Q_j^{esp} - Q_j(V, \theta) \quad j \in \{\text{barras PQ}\} \quad (2.21)$$

Conforme é apresentado em Glover, Sarma e Overbye (2012), este método pode ser utilizado tanto para uma função de uma única variável, Equação 2.22, como também para várias funções de mais de uma variável, Equação 2.23.

$$x^{(v)} = x^{(v-1)} - \frac{f(x)^{(v-1)}}{f'(x)^{(v-1)}} \quad (2.22)$$

$$\mathbf{X}^{(v)} = \mathbf{X}^{(v-1)} - \frac{\mathbf{F}(\mathbf{X})^{(v-1)}}{\mathbf{J}_{\mathbf{F}(\mathbf{X})}^{(v-1)}} \Rightarrow \mathbf{X}^{(v)} = \mathbf{X}^{(v-1)} - \mathbf{J}_{\mathbf{F}(\mathbf{X})}^{-1 (v-1)} \cdot \mathbf{F}(\mathbf{X})^{(v-1)} \quad (2.23)$$

onde:

$$\mathbf{F} = \begin{bmatrix} f_1(x_1, x_2) \\ f_2(x_1, x_2) \end{bmatrix} \quad \mathbf{X} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} \quad \mathbf{J}_{\mathbf{F}(\mathbf{X})} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \end{bmatrix}$$

Aplicando o método de Newton-Raphson nas Equações 2.20 e 2.21, encontra-se a matriz Jacobiana que contém 4 submatrizes:

$$\mathbf{J}_{\mathbf{F}(\mathbf{X})} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad \begin{matrix} \mathbf{H} = \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \mathbf{N} = \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \\ \mathbf{M} = \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \mathbf{L} = \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \end{matrix} \quad (2.24)$$

Sabendo que as expressões de P^{esp} e Q^{esp} são constantes, a matriz Jacobiana pode ser reescrita conforme a Equação 2.25:

$$\begin{cases} \partial \Delta P_j = \cancel{P_j^{esp}}^0 - \partial P_j(V, \theta) \\ \partial \Delta Q_j = \cancel{Q_j^{esp}}^0 - \partial P_j(V, \theta) \end{cases} \rightarrow \mathbf{J}_{\mathbf{F}(\mathbf{X})} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

É importante salientar que as submatrizes \mathbf{H} , \mathbf{N} , \mathbf{M} e \mathbf{L} podem ter dimensões diferentes. A dimensão de cada matriz depende da topologia do sistema elétrico analisado. Por exemplo, no sistema elétrico apresentado na Figura 2.2 há 4 barras, sendo uma 1 barra PV , 2 barras PQ , e 1 barra de referência, conforme a Tabela 2.2.

Figura 2.2 – Exemplo de um sistema elétrico com 4 barras

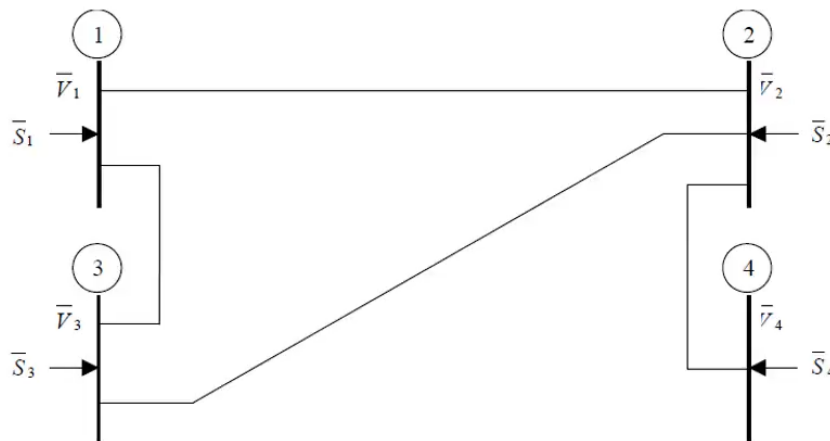


Tabela 2.2 – Descrição das Barras da Figura 2.2

Barra	Tipo
1	PV
2	V θ
3	PQ
4	PQ

Desta forma, as Equações deste problema são P_1, P_3, P_4, Q_3 e Q_4 . As incógnitas são $\theta_1, \theta_3, \theta_4, V_3, V_4$. Montando as submatrizes da matriz jacobiana é possível perceber que cada submatriz possui uma dimensão diferente:

$$J = - \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_1}{\partial V_3} & \frac{\partial P_1}{\partial V_4} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3} & \frac{\partial P_3}{\partial V_4} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_4}{\partial V_3} & \frac{\partial P_4}{\partial V_4} \\ \hline \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_4} \\ \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_4} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} H_{11} & H_{13} & 0 & N_{13} & 0 \\ H_{31} & H_{33} & 0 & N_{33} & 0 \\ 0 & 0 & H_{44} & 0 & N_{44} \\ \hline M_{31} & M_{33} & 0 & L_{33} & 0 \\ 0 & 0 & M_{44} & 0 & L_{44} \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

De forma generalizada, é possível demonstrar que as submatrizes **H**, **N**, **M** e **L** podem ser escritas conforme as Equações 2.27, 2.28, 2.29 e 2.30:

$$H = \frac{\partial \mathbf{P}(V, \theta)}{\partial \boldsymbol{\theta}} = \begin{cases} H_{jj} = \frac{\partial P_j}{\partial \theta_j} = V_j \sum_{m \in \Omega_j} V_m (-G_{jm} \sin \theta_{jm} + B_{jm} \cos \theta_{jm}) \\ H_{jl} = \frac{\partial P_j}{\partial \theta_l} = V_j V_l (G_{jl} \sin \theta_{jl} - B_{jl} \cos \theta_{jl}) & l \in \Omega_j \\ 0 & l \notin \Omega_j \end{cases} \quad (2.27)$$

$$N = \frac{\partial \mathbf{P}(V, \theta)}{\partial \mathbf{V}} = \begin{cases} N_{jj} = \frac{\partial P_j}{\partial V_j} = 2V_j G_{jj} + \sum_{m \in \Omega_j} V_m (G_{jm} \cos \theta_{jm} + B_{jm} \sin \theta_{jm}) \\ N_{jl} = \frac{\partial P_j}{\partial V_l} = V_j (G_{jl} \cos \theta_{jl} + B_{jl} \sin \theta_{jl}) & l \in \Omega_j \\ 0 & l \notin \Omega_j \end{cases} \quad (2.28)$$

$$M = \frac{\partial \mathbf{Q}(V, \theta)}{\partial \theta} = \begin{cases} M_{jj} = \frac{\partial Q_j}{\partial \theta_j} = V_j \sum_{m \in \Omega_j} V_m (G_{jm} \cos \theta_{jm} + B_{jm} \sin \theta_{jm}) \\ M_{jl} = \frac{\partial Q_j}{\partial \theta_l} = -V_j V_l (G_{jl} \cos \theta_{jl} + B_{jl} \sin \theta_{jl}) & l \in \Omega_j \\ 0 & l \notin \Omega_j \end{cases} \quad (2.29)$$

$$L = \frac{\partial \mathbf{Q}(V, \theta)}{\partial \mathbf{V}} = \begin{cases} L_{jj} = \frac{\partial Q_j}{\partial V_j} = -2V_j B_{jj} + \sum_{m \in \Omega_j} V_m (G_{jm} \sin \theta_{jm} - B_{jm} \cos \theta_{jm}) \\ L_{jl} = \frac{\partial Q_j}{\partial V_l} = V_j (G_{jl} \sin \theta_{jl} - B_{jl} \cos \theta_{jl}) & l \in \Omega_j \\ 0 & l \notin \Omega_j \end{cases} \quad (2.30)$$

onde o conjunto Ω_j representa barras vizinhas de j excluindo j .

O método de Newton-Raphson fornece os valores dos ângulos e das tensões das barras. É necessário aplicar os valores encontrados de \mathbf{V} e θ nas expressões de potência ativa e reativa (Equações 2.16 e 2.17) para se calcular todas as potências nas barras restantes.

O Método de Newton-Raphson aplicado a fluxo de potência pode ser escrito resumidamente da seguinte forma:

1. Escrever a matriz Admitância;
2. Escrever as matrizes de Condutância e Susceptância;
3. Escrever o vetor \mathbf{X} das incógnitas;
4. Escrever as Equações de ΔP e ΔQ ;
5. Escrever a Matriz Jacobiana;
6. Definir a estimativa inicial;
7. Iniciar o processo iterativo;
8. Obtido os valores dos módulos das tensões e dos ângulos, deve-se calcular as potências restantes.

O valor inicial não deve ser distante da solução, caso contrário o método pode não convergir. Normalmente, inicia-se com $\theta_j = 0$ rad e $V_j = 1$ pu. Outra consideração é que nas rede elétricas existem limitações que devem ser consideradas ao se analisar a solução obtida no Método de Newton-Raphson, como por exemplo:

- Tensão Máxima e Mínima de uma barra PQ ;
- Limites de injeção de potência reativa em barras PV ;
- Carregamento máximo de transformadores, linhas, capacitores série;
- Limites de fator de potência e geração de reativo dos geradores;

Estes limites de operação do sistema se transformam em restrições no processo de otimização. É possível também que surjam outras inequações no processo iterativo, como por exemplo restrições de tensão do tipo $V_j^{min} \leq V_j \leq V_j^{max}$ que são referentes aos limites de tensão em barras de carga. Existem também as restrições de potência do tipo $Q_j^{min} \leq Q_j \leq Q_j^{max}$, referentes aos limites de injeção de potência reativa em barras de geração.

2.2.2 Definição de Fator de Penetração

O Fator de Penetração de GD fotovoltaica em uma rede elétrica pode ser calculado de diferentes formas, uma vez que é um termo que não há uma definição única na literatura. Em (HOKE et al., 2012), o fator de penetração é calculado como a razão entre a potência de pico fotovoltaica da instalação pela potência aparente de pico da carga. Em (CHENG et al., 2015), os autores definem fator de penetração como a razão entre potência instalada pelo pico médio anual da carga. Outros autores definem como a razão entre a potência média gerada da GD e a potência média da carga (WAJAHAT et al., 2019). Há também uma definição de fator de penetração como a razão entre a energia gerada pela GD em relação à energia total consumida no sistema (EFTEKHARNEJAD et al., 2012).

Neste trabalho, o fator de penetração α de geração distribuída fotovoltaica em uma rede elétrica de distribuição é calculado pela razão entre o número de barras com geração distribuída fotovoltaica e o número total de barras da rede elétrica (YEH; GAYME; LOW, 2012), conforme apresenta a Equação (2.31):

$$\alpha = \frac{\text{Número de barras com geração}}{\text{Número total de barras}} \quad (2.31)$$

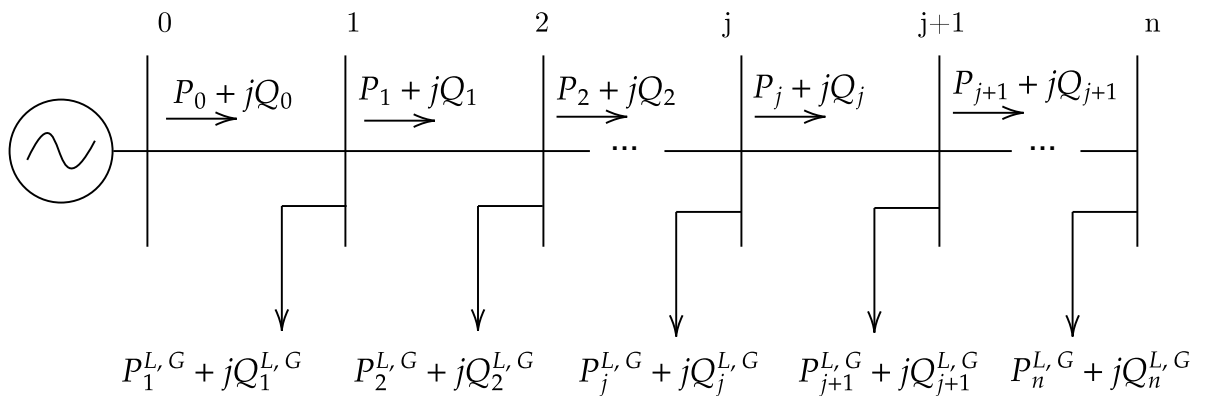
2.3 Característica da rede elétrica simulada

Nesta Seção, é descrita a modelagem da rede elétrica adotada neste trabalho. Considerando uma rede de distribuição de $(n + 1)$ barras, a qual é assumida como radial devido ao fluxo de energia unidirecional, da primeira para a última barra (YEH; GAYME; LOW, 2012). Conforme ilustrado na Figura 2.3, são atribuídos números às barras de 0 a n , em que o índice $j = 0$ denota a barra de referência. A potência fluindo da barra j

para a barra $j + 1$ é expressa por $P_j + jQ_j$. Em cada barra, há uma carga que consome potência ativa e reativa, podendo também existir um gerador fotovoltaico. A potência consumida na barra j é $P_j^{L,G} + jQ_j^{L,G}$, a qual equivale à diferença entre as potências de carga e fotovoltaica na barra. Portanto, as potências que fluem das barras adjacentes estão relacionadas da seguinte forma: $P_{j+1} + jQ_{j+1} = (P_j + jQ_j) - (P_j^{L,G} + jQ_j^{L,G})$.

A potência reativa em cada barra é definida como a diferença entre a potência reativa da carga e a potência reativa gerada, de forma que $Q^{L,G} = Q^L - Q^G$. Neste estudo, somente a potência gerada é controlada, uma vez que não se considera o corte de carga. Com exceção da barra 0 (que é a barra de referência), todas as outras barras são tratadas como barras de carga PQ, uma vez que não há compensadores síncronos na distribuição. Tais barras podem ou não possuir geração PV. A distância entre as barras é dada por ℓ ; a resistência elétrica e a reatância por unidade de distância da linha de distribuição entre as barras são dadas por R_ℓ e X_ℓ , respectivamente; S_{inv} é a potência aparente do inversor PV em cada barra. Os valores de potência ativa e reativa das cargas, assim como a potência ativa gerada nas barras com geração, são definidos de acordo com cada cenário, conforme serão apresentados no Capítulo 4. Dados todos os valores de potência nas barras PQ, um algoritmo de fluxo de potência pode ser executado para calcular as demais grandezas do sistema, como magnitudes de tensão, ângulos de fase e perdas elétricas. Neste trabalho, os cálculos de fluxo de potência serão realizados com o método de Newton-Raphson. Esse método é amplamente utilizado na análise de sistemas de energia devido à sua manipulação precisa e eficiente de sistemas não lineares de equações (ELTAMALY et al., 2018).

Figura 2.3 – Rede elétrica considerada nas simulações deste trabalho.



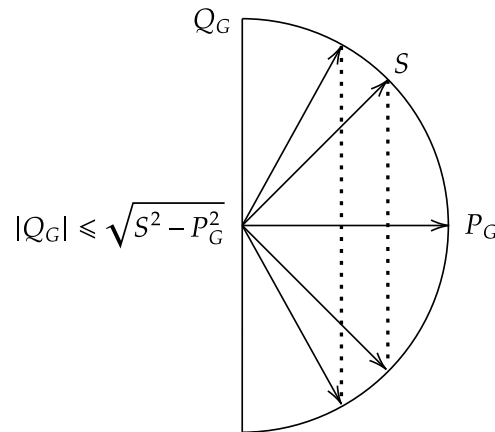
Fonte: Adaptado de (YEH; GAYME; LOW, 2012).

A potência reativa injetada em cada nó está limitada pela potência do inversor e pela potência ativa instantânea gerada pelos módulos fotovoltaicos, de acordo com a Equação (2.32):

$$|Q_j^G| \leq \sqrt{S_j^2 - (P_j^G)^2} \equiv (Q_j^G)^{max} \quad (2.32)$$

A Figura 2.4 ilustra a restrição de potência reativa em função da potência aparente do inversor S e da potência ativa gerada P_G . Se a potência aparente do inversor aumenta, é possível gerar mais potência reativa Q_G . Da mesma forma, se a potência ativa diminui, a restrição se torna menor e Q_G aumenta. O inversor comercial da Sunny Tripower, por exemplo, pode variar o fator de potência de 1 até 0, tanto indutivo como capacitivo (SMA, n.d.). Essa versatilidade contribui para um melhor desempenho na injeção de potência reativa na rede elétrica.

Figura 2.4 – Ilustração da restrição de injeção de potência reativa gerada em cada nó.



Para determinar as perdas elétricas na linha de distribuição, é realizado o cálculo da potência dissipada nos cabos devido ao efeito Joule. Realizando o somatório para todas as barras, tem-se a perda total do sistema, conforme é apresentado na Equação (2.33):

$$Perdas = \sum_{j=1}^{n-1} R_j \cdot I_j^2 \quad (2.33)$$

onde n é o número total de barras, e I_j é a corrente que flui da barra j para a barra $j + 1$.

2.4 Algoritmos Meta-Heurísticos

Uma parte significativa dos algoritmos de otimização convencionais pertence à categoria determinística, e entre esses, alguns são fundamentados na informação do gradiente da função. Um exemplo notório é o método de Newton-Raphson, que demonstra desempenho satisfatório em cenários onde as funções apresentam bom comportamento, conforme mencionado por Galántai (2000). No entanto, em situações caracterizadas por problemas altamente não lineares, não convexos, não diferenciáveis e não suaves, os métodos determinísticos que se apoiam no gradiente enfrentam desafios significativos em relação à convergência, frequentemente ficando aprisionados em ótimos locais.

Para superar essa limitação, pode-se adotar abordagens que não se fundamentem no gradiente da função, como, por exemplo, os algoritmos meta-heurísticos (do grego: “encontrar”, “descobrir”). Esses algoritmos conduzem uma busca, de certa forma, orientada e garantem a convergência do método para uma solução de qualidade, conforme discutido por Yang (2008). Apesar de não oferecerem uma solução ótima, esses algoritmos têm a capacidade de se aproximar do ótimo global e de fornecer uma solução satisfatória. Além disso, eles apresentam a vantagem de serem menos influenciados pelas características individuais de cada problema, o que os torna mais robustos em uma variedade de aplicações (YANG, 2008; GANDOMI; YANG; ALAVI, 2013). Neste trabalho, serão abordados dois algoritmos meta-heurísticos em particular: o Algoritmo Genético (GA, do inglês *Genetic Algorithm*) e o Algoritmo *Firefly* (FA, do inglês *Firefly Algorithm*).

A escolha do GA e do FA como técnicas de otimização neste estudo decorre de sua notável capacidade de encontrar soluções ótimas em espaços de busca extensos. Os parâmetros cruciais que regem esses algoritmos meta-heurísticos incluem: tamanho da população (P_{size}) e número máximo de iterações/gerações (G); fator de aleatoriedade (α_{FA}), atratividade entre os vaga-lumes (β) e coeficiente de absorção luminosa pelo ambiente (γ) para o FA; e probabilidade de mutação (p_m) e probabilidade de cruzamento (p_c) para o GA.

2.4.1 Algoritmo Genético

O Algoritmo Genético é um algoritmo de otimização estocástica inspirado nos princípios da seleção natural e genética observados na evolução biológica. Ele pertence à categoria de algoritmos evolutivos e utiliza mecanismos de seleção, cruzamento e mutação para gerar novas populações de soluções candidatas, como originalmente introduzido por Holland (1992). O GA tem se mostrado um método altamente eficaz para resolver problemas de otimização complexos e tem ampla aplicação na resolução de desafios relacionados à otimização, conforme amplamente discutido em Coello et al. (2007).

O conjunto das possíveis soluções de um algoritmo genético é denominado população. A população é composta por indivíduos que, por sua vez, são compostos de genes. Cada indivíduo é uma abstração de uma possível solução, de forma que o número de genes dos indivíduos dependa de cada problema (HOLLAND, 1992). O algoritmo genético possui as etapas de seleção, cruzamento e mutação. Na etapa de seleção, são escolhidos os melhores indivíduos para serem os progenitores. Em Linden (2006), são apresentadas maneiras de se fazer essa seleção, como por exemplo a roleta viciada ou torneio. Na etapa de cruzamento ocorre combinações dos genes dos indivíduos escolhidos para serem os progenitores, de forma a gerar novos indivíduos. A mutação é uma modificação adicionada aos genes dos novos indivíduos, fazendo com que novos tipos de genes sejam introduzidos na população, aumentando o espaço de busca e evitando mínimos locais (LINDEN, 2006).

No início do GA, gera-se uma população inicial com P_{size} indivíduos, escolhidos arbitrariamente, na qual cada indivíduo possui n_g genes. Cada gene representa um dos parâmetros que está sendo estimado. Na etapa seguinte, os indivíduos são avaliados por uma função objetivo (ou função custo), que ordena os indivíduos do menor erro para o maior erro, isto é, do melhor para o pior indivíduo. Para problemas de minimização, quanto menor o valor da função objetivo, mais adequados são os valores estimados. O critério de parada desse algoritmo pode ser especificado como quantidade máxima de gerações denotado por G . Insere-se também a técnica de elitismo, isto é, a manutenção do melhor indivíduo da geração anterior na próxima geração. Isso garante que, no pior caso, o pior indivíduo de uma determinada geração ainda será melhor ou igual que o melhor indivíduo da geração anterior. Portanto, o elitismo contribui para que o algoritmo convirja para uma boa solução.

A seleção para os progenitores da próxima geração é realizada por torneio, onde se escolhe k_{GA} indivíduos aleatoriamente, e os dois melhores serão os pais de um indivíduo da próxima geração. O processo é repetido até que haja a quantidade de pais suficientes para manter o número de indivíduos da próxima geração igual aos da geração anterior. A quantidade k_{GA} de indivíduos é determinado pelo parâmetro τ_{GA} . Este parâmetro define a porcentagem da população total que irá participar do torneio. Na etapa de cruzamento ocorre a troca de genes entre os progenitores para a geração dos filhos. A probabilidade de cruzamento é definida como p_c e decresce linearmente com o aumento das gerações, conforme é apresentado em (FILHO, 2019).

Na etapa de mutação ocorre uma modificação em um determinado gene para a realização da exploração do espaço de busca. Esta mutação depende de uma probabilidade obtida da variável aleatória p_m . Caso haja mutação, é sorteado um m_{step} de mutação que é aplicado ao gene. Quando ocorre mutação, cada gene pode ter seu valor alterado em até m_{step} do valor. A nova população é constituída dos filhos gerados pelos pais, adicionado também do melhor indivíduo da geração anterior (por meio do elitismo). Em seguida, avalia-se, novamente, os indivíduos por meio da função custo, e o algoritmo é recommençado.

2.4.2 Algoritmo *Firefly*

Diversos tipos de algoritmos bioinspirados estão disponíveis, com uma estimativa indicando a existência de mais de quarenta (TILAHUN; ONG, 2015). Muitos desses algoritmos são inspirados em comportamentos observados na natureza, derivados de espécies como enxames, colônias de formigas, abelhas, besouros e pássaros (NEGNEVITSKY, 2005). Esses algoritmos fundamentam-se no princípio de utilizar um comportamento social observado em uma determinada espécie e, a partir desse comportamento, desenvolver códigos matemáticos devidamente simplificados para resolver problemas de engenharia (TILAHUN; ONG, 2015). O Algoritmo *Firefly* é um exemplo desses algoritmos.

O Algoritmo *Firefly* é uma técnica de otimização inspirada na biologia que simula o comportamento de piscar dos vaga-lumes como meio de buscar soluções ótimas. O FA opera com base no princípio da atração social, em que o comportamento de brilho dos vaga-lumes simboliza o processo de busca, conforme descrito por Yang em (YANG, 2009). Esse algoritmo tem demonstrado sua eficácia na resolução de problemas de otimização complexos com múltiplos objetivos e restrições, como relatado em (FRANCO; FILHO; VIEIRA, 2019).

Os vaga-lumes reais são insetos voadores que brilham usando bioluminescência, presumivelmente para atrair parceiros. Cada vaga-lume pode brilhar com uma intensidade diferente. No Algoritmo *Firefly*, os melhores vaga-lumes, ou seja, que têm um erro menor considerando problemas de minimização, emitem uma luz com maior intensidade. Quanto melhor a representação de sua função objetiva em relação ao problema a ser otimizado, mais perto este vaga-lume está do mínimo global e a sua luminosidade é mais intensa. Desta forma, outros vaga-lumes também serão atraídos por vaga-lumes mais brilhantes (perto do mínimo global) e se afastarão de vaga-lumes com menor intensidade luminosa (mais distante do mínimo global).

Sabe-se que a intensidade de luz diminui com o quadrado da distância (YANG, 2008). Portanto, os vaga-lumes, apesar de atraídos pela luz, tem uma visão limitada da bioluminescência de outros vaga-lumes. A Equação 2.34 representa a intensidade luminosa $L(r)$ em função de uma distância r .

$$L(r) = \frac{L_0}{r^2} \quad (2.34)$$

onde L_0 é a intensidade luminosa da fonte; r é a distância da fonte.

Considerando um coeficiente de absorção luminosa pelo meio γ para uma distância fixa r , pode-se escrever a intensidade luminosa L de acordo com a Equação 2.35:

$$L = L_0 e^{-\gamma r} \quad (2.35)$$

A expressão L_0/r^2 possui uma singularidade em $r = 0$. Então, combinando essa expressão que considera o efeito da dispersão da luz em função do inverso do quadrado da distância, com a expressão da absorção da luminosidade, pode-se aproximá-las por uma forma Gaussiana conforme a Equação 2.36:

$$L = L_0 e^{-\gamma r^2} \quad (2.36)$$

A atratividade de um vaga-lume por outros vaga-lumes é proporcional a intensidade luminosa que eles são capazes de enxergar. Define-se a atratividade β de um vaga-lume por outro de acordo com a Equação 2.37:

$$\beta = \beta_0 e^{-\gamma r^2} \quad (2.37)$$

onde β_0 é a atratividade em $r = 0$.

Para o cálculo da distância entre dois vaga-lumes quaisquer, utiliza-se a distância euclidiana em um espaço tridimensional. A movimentação de um vaga-lume v_a para mais próximo de um vaga-lume v_b (que possui maior luminosidade) é definida de acordo com a Equação 2.38:

$$p_{v_a} = p_{v_a} + \beta_0 e^{-\gamma r_{v_a v_b}^2} (v_a - v_b) + \varepsilon \alpha_{FA} \quad (2.38)$$

O termo p_{v_a} é a coordenada retangular do vaga-lume. O segundo termo da Equação 2.38 é relativo a atratividade. O terceiro termo refere-se a uma aleatoriedade adicionada ao movimento, de modo que α_{FA} é o parâmetro de aleatoriedade (peso) e ε_i é o vetor de números aleatórios obtidos de uma função de distribuição de probabilidade qualquer. Se $\alpha_{FA} = 0$, o movimento não tem aleatoriedade. Por outro lado, se $\beta_0 = 0$ todo movimento é aleatório. A escolha dos parâmetros do Algoritmo *Firefly* depende do problema a ser otimizado. No entanto, existem algumas sugestões na literatura que se aplicam à maioria dos casos (YANG, 2008).

É interessante notar que, no caso $\gamma \rightarrow 0$, a atratividade β tende a tornar-se constante com um valor igual a β_0 . Isso equivaleria a dizer que não há absorção de luminosidade da luz pelo meio, ou seja, a luminosidade não diminui em todo o espaço. Portanto, a luz de um vaga-lume pode ser vista em todo o ambiente e um ponto ótimo pode ser facilmente encontrado. Por outro lado, se $\gamma \rightarrow -\infty$ então $\beta \rightarrow 0$. Isto é o equivalente a dizer que os vaga-lumes não têm atratividade um pelo o outro, e seus movimentos são apenas aleatórios.

Para uma simplificação do Algoritmo *Firefly*, foram adotadas três regras: a) assume-se que todos os indivíduos são atraídos por todos (não há diferença quanto à sexualidade); b) quanto maior o brilho de um vaga-lume, maior é a sua atratividade, de tal forma que este diminui com o aumento da distância, devido à absorção de luz pelo meio; c) o brilho de um vaga-lume é afetado por sua função de avaliação (função objetivo), ou seja, quanto melhor o valor da sua função, mais brilhante será o vaga-lume. Os vaga-lumes de menor brilho movem-se (são atraídos) para aqueles de maior brilho (YANG, 2008).

2.5 Trabalhos Relacionados

Os conversores c.c.-c.a. que conectam os geradores fotovoltaicos à rede elétrica, também conhecidos como inversores solares, possuem a capacidade de injetar na rede elétrica não apenas potência ativa, como também potência reativa. Esta capacidade tem se mostrado ser mais eficiente e com um ajuste mais fino do que metodologias clássicas de injeção de reativo, como banco de capacitores (CARRASCO et al., 2006). Alguns trabalhos

propõem um esquema de controle híbrido, com inversor e capacitores (FARIVAR et al., 2011). Em Kolhe e Rasul (2020), é apresentada uma proposta de controle de despacho de potência reativa para realizar a regulação de tensão e aumentar o fator de potência de uma barra. Os autores em Kim e Harley (2020) propõem um método de controle de potência reativa em sistemas fotovoltaicos baseado na sensibilidade da impedância do alimentador da rede.

Em (SAID; ALY; BALINT, 2020), os autores apresentam um método para despacho de potência reativa utilizando inversores conectados a sistemas fotovoltaicos e a um sistema de armazenamento de energia. O trabalho utiliza uma estimativa das perdas de potência elétrica na rede de distribuição para calcular o valor da potência reativa a ser injetada. Por meio do sistema de armazenamento de energia, é possível ter uma maior margem para despachar potência reativa, e não depender apenas das condições ambientais, como temperatura e irradiância solar. Porém, este método é dependente da alocação de baterias ao longo da rede elétrica.

Apesar de ser um tema emergente, no Brasil não há uma legislação específica para tratar sobre a injeção de potência reativa em sistemas de geração distribuída. A Resolução Normativa da ANEEL 687/2015 (ANEEL, 2015) regulamenta a mini e microgeração no Brasil, e não apresenta muitos detalhes sobre o fator de potência do inversor. As distribuidoras de energia possuem normas técnicas que apresentam mais detalhes sobre a geração distribuída, porém ainda não existe uma legislação brasileira que permita o despacho de potência reativa dos inversores para regulação de tensão e diminuição das perdas na rede de distribuição.

Um tópico importante no uso de sistemas fotovoltaicos para regulação de tensão por meio de potência reativa é o dimensionamento ótimo da potência aparente do inversor, uma vez que ele deve prover tanto potência ativa como reativa para a rede elétrica. Normalmente, em um sistema fotovoltaico que provê apenas potência ativa, a potência aparente do inversor é aproximadamente 85% da potência c.c. instalada (CHEN et al., 2013). Isso é discutido em (DEMOULIAS, 2010), onde o autor propõe uma metodologia analítica para determinar a potência do inversor fotovoltaico considerando que este proverá apenas potência ativa. Por outro lado, o trabalho descrito pelos autores em (TURITSYN et al., 2010) mostra que para se obter uma maior eficiência em sistemas fotovoltaicos que gerem potência ativa e reativa, o inversor deve possuir a potência aparente maior que a potência c.c. dos módulos fotovoltaicos.

O trabalho de Sánchez-Mora, Villa-Acevedo e López-Lezama (2023) introduz um modelo de despacho ótimo de potência reativa, minimizando o desvio de tensão, o desvio de potência reativa e a potência reativa total gerada, levando em consideração restrições operacionais. No entanto, não é incluído no modelo formas de redução de perdas elétricas. Já em Mieński, Wasiak e Kelm (2023), é apresentada uma estratégia de controle para

inversores fotovoltaicos com o objetivo de mitigar distúrbios de tensão causados pela alta penetração de energia fotovoltaica em redes de distribuição de baixa tensão. Este estudo aborda o controle de potência ativa do sistema fotovoltaico, o equilíbrio de carga e a compensação de potência reativa, resultando em uma redução das perdas. Porém, os valores de tensão não são controlados diretamente, de forma que a rede pode apresentar desvios de tensão relativamente altos.

Um estudo sobre a utilização da potência reativa de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica é apresentado em (GANDHI, 2020). O estudo quantifica e analisa o custo-benefício associado a essa prática. Uma das conclusões do trabalho é que, na época em que foi realizado, não era atrativo economicamente se utilizar apenas geração distribuída fotovoltaica para compensação de potência reativa. No entanto, com o aumento do fator de penetração PV e o aumento da eficiência dos inversores, isso poderia mudar em poucos anos. No trabalho de (XU et al., 2022), os autores abordam o desafio de manter um controle de tensão de alta qualidade em redes de distribuição diante da crescente integração de novas fontes de energia e estações de carregamento de veículos elétricos, o que pode levar a desvios de tensão que afetam a qualidade da energia. Ao incorporar veículos elétricos ao modelo tradicional de rede de distribuição juntamente com novas fontes de energia, eles desenvolvem um modelo de otimização multiobjetivo com o objetivo de minimizar a perda de linha e o desvio de tensão, enquanto maximizam a margem de estabilidade de tensão estática. Porém, há uma alta dependência e necessidade dos veículos elétricos, que podem funcionar tanto como uma carga como um gerador.

O trabalho descrito pelos autores em (YEH; GAYME; LOW, 2012) propõe um algoritmo que injete potência reativa na rede elétrica visando diminuir as perdas e melhorar o perfil de tensão do sistema de distribuição. A rede elétrica considerada possui alto fator de penetração de GD. No entanto, este método requer inversores fotovoltaicos com altos valores de potência aparente, com um sobredimensionamento de 60%. O trabalho descrito pelos autores em (TAO et al., 2018) apresenta uma proposta de controle de tensão em uma rede elétrica de distribuição por meio de uma matriz de sensibilidade de tensão. A sensibilidade da tensão em um determinado ponto da rede é avaliada por meio da influência da potência ativa e reativa no nó. No entanto, o método é testado em uma rede de apenas 6 barras. No presente trabalho, os métodos propostos são avaliados utilizando redes de até 100 barras

3 Propostas de Controle de Potência Reativa

Para o desenvolvimento de métodos de controle de potência reativa, é essencial compreender as características de funcionamento do sistema elétrico com geração distribuída fotovoltaica, bem como suas restrições operacionais. Isso envolve assumir modelos matemáticos precisos para a rede elétrica, para as cargas e para os geradores. Além disso, é necessário considerar outros elementos, tais como: as variações nas condições de carga ao longo do dia; a dinâmica do ambiente, como irradiância e temperatura; a posição e a quantidade de geradores fotovoltaicos na rede; o fator de potência da carga; as características de impedância da rede elétrica. Neste Capítulo, são apresentadas as três principais propostas de Controle de Potência Reativa desta Tese. A Seção 3.1 apresenta a primeira proposta deste trabalho para controle de injeção de potência reativa em uma rede elétrica com geração distribuída. Uma abordagem utilizando algoritmos meta-heurísticos é apresentada na Seção 3.2. A Seção 3.3 apresenta uma abordagem analítica para injeção de potência reativa, sendo capaz de reduzir as perdas mantendo os desvio de tensão em níveis adequados.

3.1 Proposta 1: Controle Local de Potência Reativa considerando apenas Parâmetros da Rede

Nesta Seção, apresenta-se a primeira metodologia proposta para o cálculo da potência reativa a ser injetada em cada barra. O algoritmo proposto se baseia na dependência das magnitudes de tensão com a potência reativa. Desta forma, injetando um valor de potência reativa adequado, é possível aumentar ou diminuir o valor da tensão na barra. A proposta fornece uma forma de se calcular o valor de potência reativa que pode adequar os valores de tensão e diminuir as perdas elétricas do sistema. O objetivo é controlar as tensões da rede elétrica deixando-as dentro das faixas aceitáveis pelas agências regulamentadoras. É importante frisar que a potência reativa injetada depende apenas dos parâmetros do sistema elétrico, como tensão e potência, e de parâmetros físicos da rede elétrica, como resistência e reatância dos cabos da linha de distribuição. Propõe-se que a potência reativa gerada em cada barra ocorra de acordo com a seguinte equação:

$$Q_j^G = \frac{Q_{slack}}{\alpha \cdot n} + \frac{\partial V_1}{\partial P_j^L} + \frac{R_j}{X_j} (P_j^L - P_j^G) \quad (3.1)$$

onde:

- Q_{slack} : potência reativa na barra de referência sem geração distribuída ($\alpha = 0$);

- α : fator de penetração de sistema fotovoltaicos conectados à rede elétrica, variando entre 0 a 1;
- n : número de barras da rede elétrica;
- $\frac{\partial V_1}{\partial P_{L,j}}$: derivada parcial da tensão na primeira barra em relação a potência ativa na barra j ;
- R_j : resistência da linha que chega na barra j ;
- X_j : reatância da linha que chega na barra j ;
- P_j^G : potência ativa gerada na barra j
- P_j^L : potência ativa consumida na barra j

O termo $\frac{Q_{slack}}{\alpha \cdot n}$ tem como objetivo distribuir igualmente entre as barras toda a potência reativa que o sistema necessitaria caso não houvesse geração distribuída. O termo $\frac{R_j}{X_j}$ é a razão entre a resistência e reatância da linha que chega na j -ésima barra. Quanto maior a resistência em relação à reatância, como é o caso em redes de distribuição, mais significativo se torna o termo $(P_j^L - P_j^G)$. Esta diferença entre a potência ativa consumida e gerada na barra é importante, pois caso a geração seja maior que o consumo, este termo adiciona uma compensação negativa no montante de potência reativa que deve ser injetado na barra. A parcela $\frac{\partial V_1}{\partial P_j^L}$ introduz na Equação (3.1) uma informação sobre a sensibilidade da variação de tensão no começo da rede em relação a carga distribuída por toda rede. A derivada parcial da tensão na primeira barra em relação a potência ativa na barra j é calculada de acordo com (TAO et al., 2018) conforme a Equação (3.2):

$$\frac{\partial V_1}{\partial P_j^L} = \sum_{i=1}^j \frac{R_i}{V_i} \quad (3.2)$$

onde:

- R_i é a resistência da linha que chega na barra i ;
- V_i é a magnitude de tensão na barra i .

A Equação (3.1) possui uma restrição em $\alpha = 0$. Para este caso, não há geração distribuída presente na rede elétrica e, desta forma, não existem inversores conectados nas barras. Portanto, a compensação de potência ativa e reativa na rede elétrica é nula.

3.1.1 Descrição do Algoritmo

Com base na Equação (3.1), propõe-se o Algoritmo 1 para controlar a injeção de potência reativa na rede elétrica com o objetivo de tornar o perfil de tensão mais próximo da tensão nominal (1 pu) e reduzir as perdas elétricas. Enfatiza-se que o algoritmo é um procedimento de simulação para validar a proposta. Inicialmente, são definidos os parâmetros da simulação, como a quantidade de barras, as características elétricas dos cabos, os valores dos fatores de penetração, a potência fotovoltaica gerada por barra e a potência aparente do inversor. Após isso, calcula-se a máxima potência reativa por barra. Essa restrição é devida à potência aparente do inversor. Em seguida, se inicia a execução de 1.000 simulações diferentes. São geradas 1.000 redes radiais, cada uma com valores aleatórios para a distância entre as barras, resistência e reatância dos cabos.

Na linha 13 se inicia o laço dos fatores de penetração, onde para cada fator de penetração considerado, são distribuídos geradores fotovoltaicos nas barras do sistema. Em seguida, os valores das potências ativa e reativa das cargas por barra são definidos de forma aleatória. Caso a barra possua geração fotovoltaica, calcula-se a injeção de potência reativa conforme a Equação (3.1), respeitando as restrições da Equação (2.32).

Uma vez que todas as potências das barras PQ estão definidas, executa-se o fluxo de potência utilizando o método de Newton-Raphson, e calcula-se as tensões nas barras, as correntes nas linhas, e as demais potências. Isso se repete para cada fator de penetração considerado, em 1.000 simulações. É importante frisar que para cada simulação, todos os valores das grandezas da rede elétrica são gerados aleatoriamente, como distância entre as barras, potência ativa e reativa das cargas, e quais barras possuirão geração fotovoltaica. Desta forma, os resultados doravante apresentados na Seção 4.1 do Capítulo 4 se tratam em sua maioria de valores médios oriundos das 1.000 simulações realizadas.

Algoritmo 1 Controle da Injeção de Potência Reativa em uma Rede de Distribuição Radial com Geração Distribuída Fotovoltaica.

INÍCIO: Defina os parâmetros da rede elétrica:

- 1: Quantidade barras n
 - 2: Barra de referência $V\theta \rightarrow$ barra 0
 - 3: Resistência elétrica dos cabos R
 - 4: Reatância Indutiva elétrica dos cabos X
 - 5: Fatores de penetração da geração distribuída fotovoltaica considerados nas simulações $\rightarrow \alpha$
 - 6: Potência ativa fotovoltaica gerada P^G
 - 7: Potência aparente dos inversores S
 - 8: Calcule a potência reativa máxima gerada por barra $(Q_j^G)^{max} \rightarrow$ Eq. 2.32
 - 9: Número de Simulações N_{sim}
 - 10: **PARA** $simulação = 1 : N_{sim}$ **FAÇA**
 - 11: Defina a distância entre as barras L_j
 - 12: Calcule a resistência das linhas entre as barras $R_j = R \cdot L_j$
 - 13: Calcule a reatância indutiva das linhas entre as barras $X_j = X \cdot L_j$
 - 14: **PARA** $\alpha \in [0, 0,2, 0,5, 0,8]$ **FAÇA**
 - 15: Defina aleatoriamente $\alpha \cdot n$ barras com geração fotovoltaica.
 - 16: **PARA** barra $j = 1 : n$ **FAÇA**
 - 17: Defina aleatoriamente a potência ativa da carga $P_j^L \rightarrow$ Eq. 4.1
 - 18: Defina aleatoriamente a potência reativa da carga $Q_j^L \rightarrow$ Eq. 4.2
 - 19: **SE** barra j é uma barra com geração fotovoltaica **ENTÃO**
 - 20: Defina a potência ativa gerada $P_j^G = P^G$
 - 21: Calcule a sensibilidade da tensão na barra 1 em relação a potência consumida na barra $j \frac{\partial V_1}{\partial P_{L,j}} \rightarrow$ Eq. 3.2
 - 22: Calcule a potência reativa injetada na barra $j Q_j^G \rightarrow$ Eq. 3.1
 - 23: **SE** $Q_j^G > (Q_j^G)^{max}$ **ENTÃO**
 - 24: $Q_j^G = (Q_j^G)^{max}$
 - 25: **FIM SE**
 - 26: **FIM SE**
 - 27: **FIM PARA** barra j
 - 28: Execute o fluxo de potência utilizando o método de Newton-Raphson
 - 29: Obtenha as potências ativas e reativas por barra
 - 30: Obtenha o perfil de tensão das barras
 - 31: Calcule as perdas do sistema \rightarrow Eq. 2.33
 - 32: **FIM PARA** α
 - 33: **FIM PARA** $simulação$
-

3.2 Proposta 2: Minimização das Perdas Elétricas e do Desvio de Tensão utilizando Algoritmos Meta-Heurísticos

Nesta Seção, é apresentada uma nova abordagem baseada em heurísticas para controlar a injeção de potência reativa ao longo de uma rede elétrica com geração distribuída usando geração fotovoltaica. A proposta consiste em aplicar uma heurística, especificamente o algoritmo genético ou o algoritmo *firefly*, para resolver o problema de otimização de perdas e desvio de tensão controlando a injeção de potência reativa.

3.2.1 Definição do Problema

Nesta proposta, são considerados três cenários de otimização da injeção de potência reativa. O primeiro cenário tem como único objetivo a minimização das perdas de potência na rede, sem restrições sobre as tensões nos barramentos. Este problema pode ser formulado da seguinte maneira:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{minimizar} \\ \mathbf{Q}_j^G \end{array} \quad P_{\text{losses}}(\mathbf{Q}^G) = \sum_{j=1}^{n-1} R \cdot I_j^2 \quad \text{para todo } j = 1, 2, \dots, n \quad (3.3)$$

onde I_j representa a corrente fluindo do barramento $j - 1$ para o barramento j .

No segundo cenário, o objetivo é ajustar o perfil de tensão, reduzindo o desvio em relação ao valor nominal de 1 pu em todos os barramentos, sem considerar as perdas elétricas. O desvio de tensão δV_j é definido como o valor absoluto da diferença entre a tensão no barramento e a tensão nominal de cada barramento, e deve ser menor do que um valor predefinido, denotado como ΔV , de forma que $\delta V_j \leq \Delta V$. Os valores de tensão em cada barramento devem permanecer dentro de dois limites: $V_{\text{nominal}} - \Delta V \leq V_j \leq V_{\text{nominal}} + \Delta V$. Portanto, neste cenário, o seguinte problema de otimização é considerado:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{minimizar} \\ \mathbf{Q}_j^G \end{array} \quad \delta V_j(\mathbf{Q}^G) = |V_j - V_{\text{nominal}}| \quad \text{para todo } j = 1, 2, \dots, n \quad (3.4)$$

O terceiro cenário tem como objetivo minimizar as perdas enquanto mantém níveis adequados de tensão nos barramentos, introduzindo assim uma restrição no processo de otimização, uma vez que a minimização das perdas de potência e a minimização do desvio de tensão são dois objetivos conflitantes. Neste cenário, a otimização com restrições é uma forma de conciliar esses objetivos (perdas elétricas e desvio de tensão). O problema de otimização pode ser descrito da seguinte forma:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{minimizar} \\ \mathbf{Q}_j^G \end{array} \quad P_{\text{losses}}(\mathbf{Q}^G) \quad \text{sujeito à} \quad \delta V_j(\mathbf{Q}_j^G) \leq \Delta V \quad \forall j = 1, 2, \dots, n \quad (3.5)$$

onde $\mathbf{Q}^G = [Q_1^G, Q_2^G, \dots, Q_n^G]$ é o vetor de potência reativa gerada (variáveis de decisão), $P_{\text{losses}}(\mathbf{Q}_j^G)$ representa as perdas nos cabos entre os barramentos, que é a função objetivo a ser minimizada, e $\delta V_j(\mathbf{Q}_j^G) \leq \Delta V$ são as restrições de desigualdade.

3.2.2 Descrição do Método

Uma das principais vantagens dos algoritmos meta-heurísticos é sua capacidade de explorar efetivamente o espaço de busca. Os Algoritmos Genético (GA) e Firefly (FA) não estão limitados a encontrar ótimos locais, mas também podem encontrar ótimos globais em espaços de busca complexos e multidimensionais. Além disso, tais algoritmos podem lidar com problemas que envolvem múltiplos objetivos e restrições, tornando-os ferramentas de otimização versáteis. Além disso, os algoritmos meta-heurísticos também possuem a capacidade de lidar com problemas com restrições, tornando-os adequados para problemas do mundo real (COELLO et al., 2007).

O GA opera em uma população de soluções candidatas; cada solução é representada por um cromossomo, que é uma sequência de genes. A função de aptidão avalia a qualidade de cada solução, e os indivíduos mais aptos são selecionados para reprodução. Operadores de cruzamento e mutação são então aplicados para gerar novos descendentes, que substituem os indivíduos mais fracos na população. Esse processo é repetido por várias gerações até que uma solução satisfatória seja encontrada (GOLDBERG, 1989). Por outro lado, o FA representa cada solução candidata na população como um vaga-lume. A atratividade de cada vaga-lume é determinada pelo seu brilho, que é calculado em termos do seu valor de aptidão. Os vaga-lumes se movem em direção aos que são mais brilhantes, e a distância entre eles é determinada pela relação entre seus brilhos relativos e suas distâncias. O algoritmo atualiza a posição de cada vaga-lume com base no seu brilho e na atratividade dos seus vizinhos (SAHA; DATTA; DAS, 2016).

Os algoritmos mencionados são empregados para calcular as injeções de potência reativa que otimizam as funções objetivas descritas na Seção 3.2.1. O procedimento geral se inicia especificando os parâmetros fixos da rede, como L , R e X . Na primeira iteração, uma solução inicial é gerada aleatoriamente. Essa solução é descrita por uma matriz \mathbf{Q}_G^M de tamanho $P \times n$, onde as linhas abrangem o tamanho da população do algoritmo heurístico P , e as colunas correspondem a cada componente de um vetor de solução candidata \mathbf{Q}_G . Em cada iteração, o algoritmo heurístico gera uma nova população de tamanho P aplicando seus operadores à população anterior e produz o vetor \mathbf{Q}_G que melhor minimiza a função objetivo considerada. O valor da função objetivo associado a cada candidato \mathbf{Q}_G é obtido por meio da realização de uma análise de fluxo de potência com o algoritmo de Newton-Raphson. O processo completo está descrito no **Algoritmo 2**.

Algoritmo 2 Controle de potência reativa baseado em heurística (algoritmo genético ou algoritmo *firefly*) para minimização de perdas e desvio de tensão.

INÍCIO: Defina os parâmetros do sistema elétrico: $n, R, X, PF, P_j^L, Q_j^L, P_j^G$

INÍCIO: Defina os parâmetros do algoritmo heurístico.: $P, G; \alpha, \beta$ e γ para o FA; p_m e p_c para o GA

INÍCIO: Defina a função de custo a ser minimizada. (Equação 3.3, 3.4 ou 3.5)

GARANTA : \mathbf{Q}_G - Solução otimizada para geração de potência reativa de acordo com a função custo

1: Gerar a população inicial aleatoriamente.

2: Execute o fluxo de potência e calcule a tensão, ângulo de fase e correntes na linha para a solução inicial

3: **PARA** $g = 1$ to G **FAÇA**

4: Execute o algoritmo heurístico (GA ou FA) para gerar a matriz \mathbf{Q}_G

5: Execute o fluxo de potência para cada solução Q^G

6: Calcule a função custo para cada solução $Q^G \in$ colunas \mathbf{Q}_G

7: **FIM PARA**

8: **RETORNE** Q^G

3.3 Proposta 3: Minimização das Perdas Elétricas e do Desvio de Tensão utilizando Equações Analíticas

Esta Seção apresenta uma proposta para a redução de perdas elétricas e desvio de tensão em redes elétricas radiais utilizando equações analíticas. Para isso, são propostos três algoritmos para controlar as injeções de potência reativa em redes elétricas com geração distribuída fotovoltaica, utilizando relações analíticas entre potência reativa, perdas elétricas e desvio de tensão. A presente proposta busca alcançar esses objetivos por meio de relações analíticas obtidas pelas equações que modelam a rede elétrica, garantindo, assim, simplicidade computacional ao otimizar a redução de perdas e desvio de tensão. São deduzidas duas equações para calcular as injeções de potência reativa que reduzem as perdas da rede e o desvio de tensão. Também é proposto um método para alternar de forma eficiente entre o Algoritmo de Redução de Perdas (LRA, do inglês *Loss Reduction Algorithm*) e o Algoritmo de Regulação de Tensão (VRA, do inglês *Voltage Regulation Algorithm*), denominado Estratégia de Controle Combinado (CCS, do inglês, *Combined Control Strategy*). O método foi testado por meio de simulações em uma rede radial com um significativo fator de penetração PV ao longo de um intervalo de 24 horas. Os resultados obtidos confirmam o desempenho superior da abordagem proposta com base em equações analíticas em comparação com os métodos existentes na literatura. Além disso, a abordagem proposta reduz significativamente a utilização de potência reativa e potência ativa fornecida pelo barramento de referência, otimizando o equilíbrio entre a redução de perdas e a regulação de tensão.

3.3.1 Modelagem de Cargas e Geradores

Para realizar simulações da operação da rede elétrica, é necessário definir os valores de potência das cargas e geração. Para avaliar de forma eficaz os algoritmos, simulações dinâmicas são essenciais. Variações na carga e geração fotovoltaica ao longo do tempo exigem modelos no domínio do tempo. Além disso, simulações realistas devem considerar a aleatoriedade na posição dos geradores e da potência nominal das unidades fotovoltaicas.

Para definir os valores de potência da carga, foi utilizada uma ferramenta apresentada pelos autores em [Sandels, Widén e Nordström \(2014\)](#). Essa ferramenta é capaz de gerar de forma aleatória curvas de carga de potência ativa ao longo do dia. Dessa forma, foram geradas n curvas, correspondendo às n barras no sistema, implicando que cada barramento j possui uma curva de carga independente. Nesta Tese, foi assumido que as cargas operam com fator de potência constante. Assim, a potência ativa e reativa da carga em um determinado tempo t estão relacionadas da seguinte forma:

$$Q_j^L(t) = \rho_j \cdot P_j^L(t) \quad (3.6)$$

onde ρ é a razão entre a potência reativa da carga e a potência ativa da carga. É definido como um valor aleatório obtido a partir de uma distribuição de probabilidade uniforme:

$$\rho_j \sim U(\rho_{min}, \rho_{max}) \quad (3.7)$$

Para obter os valores de potência gerados nos barramentos devido à geração fotovoltaica, foi utilizado um conjunto de medições reais de irradiância. Esses valores medidos foram normalizados e usados para modular a potência ativa nominal gerada na GD, conforme mostrado na Equação 3.8. Semelhante à curva de carga, cada barramento possui geração independente, seguindo uma curva de irradiância distinta.

$$P_j^G(t) = \varrho_j \cdot H_j(t) \quad (3.8)$$

onde H_j representa a curva de irradiância para o barramento j e ϱ_j é um peso para normalizar a irradiância no barramento j .

Assim, o fluxo de potência na rede varia com o tempo. Em cada barramento, para cada momento no tempo t , as injeções líquidas de potência ativa e reativa são apresentadas nas Equações 3.9 e 3.10.

$$P_{j+1}(t) = P_j(t) - P_{j+1}^L(t) + P_{j+1}^G(t) \quad (3.9)$$

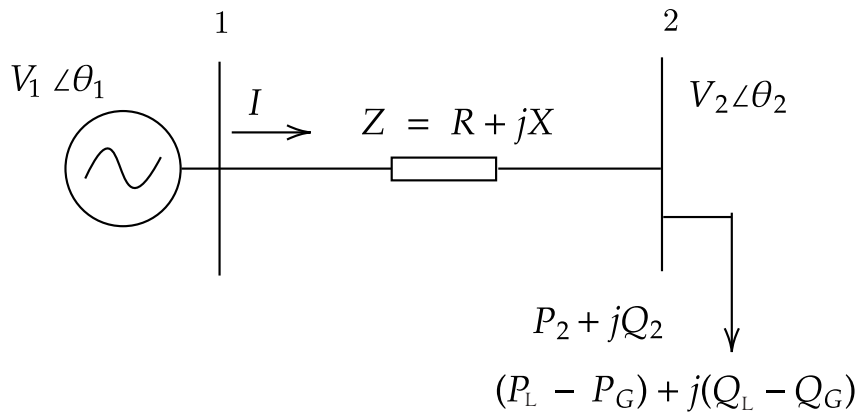
$$Q_{j+1}(t) = Q_j(t) - Q_{j+1}^L(t) + Q_{j+1}^G(t) \quad (3.10)$$

3.3.2 Estratégia de Controle Analítico

Nesta Seção, são apresentados dois algoritmos baseados em relações analíticas de potência e tensão para realizar a regulação de tensão e a redução de perdas. Para introduzir os algoritmos propostos, primeiro consideraremos uma rede de duas barras, conforme mostrado na Figura 3.1; a generalização para um número arbitrário de barramentos será dada posteriormente na Seção 3.3.5.

O barramento 1 é um barramento de referência com tensão V_1 e ângulo de fase θ_1 , enquanto o barramento 2 é do tipo PQ e possui uma tensão V_2 com um ângulo de fase θ_2 . A potência líquida no barramento 2, que é a diferença entre a potência de carga e a potência gerada, é expressa como $P_2 + jQ_2 = (P_L - P_G) + j(Q_L - Q_G)$. A impedância dos cabos que conectam barra 1 à barra 2 é dada por $Z = R + jX = Z_\ell \cdot \ell$, onde R e X são a resistência e a reatância dos cabos, respectivamente. Além disso, Z_ℓ e ℓ denotam a impedância do alimentador por unidade de comprimento e a distância entre os barramentos, respectivamente. Por fim, a corrente elétrica que flui do barramento 1 para o barramento 2 é denotada como I .

Figura 3.1 – Rede elétrica com duas barras



3.3.3 Algoritmo de Redução de Perdas - LRA

Nesta Seção, propõe-se o Algoritmo de Redução de Perdas (LRA), que tem como objetivo a redução de perdas elétricas, sem restrição nas tensões dos barramentos. Este problema pode ser formulado da seguinte forma:

$$\begin{cases} \text{minimizar} & P_{\text{losses}}(Q^G) = \sum_{j=1}^{n-1} R \cdot I_j^2 \\ \forall j = 1, 2, \dots, n, \end{cases} \quad (3.11)$$

onde I_j é a corrente que flui do barramento $j - 1$ para o barramento j .

O LRA se baseia na injeção de potência reativa por meio da estimativa do consumo de potência reativa da linha, garantindo que Q_G leve em consideração tanto a carga quanto

as potências reativas da linha. Nesse sentido, será demonstrado que a seguinte abordagem direta para calcular Q_G é uma aproximação analítica razoável para alcançar a redução de perdas:

$$Q_G = Q_L + Q_{Line} \quad (3.12)$$

onde Q_{Line} é a potência reativa consumida na linha devido à reatância X . No que segue, será demonstrado que essa relação proporciona uma redução razoável nas perdas de potência ativa na linha.

Proposição 3.3.1. *Para a rede de duas barras representada na Figura 3.1, assumindo $P_2 \gg \frac{R}{X} \cdot Q_{line}$, a minimização das perdas de potência neste sistema pode ser alcançada injetando potência reativa da seguinte forma:*

$$Q_G = Q_L + X \cdot \frac{V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 \cos \theta_{12}}{R^2 + X^2} \quad (3.13)$$

onde $\theta_{12} = \theta_1 - \theta_2$.

Demonstração. Conforme a Equação 3.11, as perdas elétricas são proporcionais ao quadrado da magnitude da corrente. Nesse sentido, agora derivamos uma equação relacionando corrente e perdas de potência, pois a diminuição de $|I|$ minimiza as perdas no sistema de dois barramentos. A corrente I pode ser calculada da seguinte forma:

$$\hat{I} = \left(\frac{\hat{S}_1}{\hat{V}_1} \right)^* = \frac{P_1 - jQ_1}{\hat{V}_1^*} = \left(\frac{\hat{S}_2}{\hat{V}_2} \right)^* = \frac{P_2 + P_{line} - j(Q_2 + Q_{line})}{\hat{V}_2^*} \quad (3.14)$$

Portanto, a magnitude do quadrado da corrente é dada por:

$$|\hat{I}|^2 = \frac{(P_2 + P_{line})^2 + (Q_2 + Q_{line})^2}{|V_2|^2} \quad (3.15)$$

Podemos expressar $P_{line} = \frac{R}{X} \cdot Q_{line}$, reescrever $Q_2 = Q_L - Q_G$ e considerar a operação da rede com um alto fator de potência, onde $P_2 \gg \frac{R}{X} \cdot Q_{line}$. Dessa forma, podemos obter a seguinte equação:

$$|\hat{I}|^2 \approx \frac{P_2^2 + (Q_L - Q_G + Q_{line})^2}{|V_2|^2} \quad (3.16)$$

A potência reativa total consumida neste sistema de duas barras é dada por $Q_L + Q_{line}$. Portanto, se a expressão $Q_L + Q_{line} \rightarrow 0$, a magnitude da corrente diminuirá e, consequentemente, as perdas diminuirão. Para alcançar isso, é necessário que $Q_G = Q_L + Q_{line}$ para compensar a potência reativa consumida na linha e na carga. Assim, é evidente que:

$$\frac{P_2^2}{|V_2|^2} < \frac{P_2^2 + (Q_L + Q_{line})^2}{|V_2|^2} \quad (3.17)$$

Portanto, se $Q_G = Q_L + Q_{Line}$, a magnitude da corrente será reduzida e, conseqüentemente, as perdas também serão reduzidas. Em particular, observe que mesmo que Q_G seja igual a Q_L , ainda há uma queda de tensão entre as barras devido ao fluxo de potência ativa, e injetar Q_{Line} pode ajudar ainda mais a reduzir as perdas.

Agora, vamos obter uma expressão em forma fechada para Q_{line} . A corrente que flui da barra 1 para a barra 2 pode ser dada por:

$$\hat{I} = \frac{V_1 \angle \theta_1 - V_2 \angle \theta_2}{Z} \quad (3.18)$$

Além disso, a potência reativa consumida pela reatância do cabo é dada por:

$$Q_{Line} = X \cdot |I|^2 \quad (3.19)$$

Substituindo a Equação 3.18 na Equação 3.19, obtemos a seguinte expressão:

$$Q_{Line} = X \cdot \left| \frac{V_1 \angle \theta_1 - V_2 \angle \theta_2}{R + jX} \right|^2 \quad (3.20)$$

Elevando ao quadrado tanto o numerador quanto o denominador e aplicando a lei dos cossenos ao numerador, é possível obter a seguinte expressão:

$$Q_{Line} = X \cdot \frac{V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 \cos \theta_{12}}{R^2 + X^2} \quad (3.21)$$

que é a expressão desejada para Q_{line} . Portanto, a injeção de potência reativa desejada é dada por:

$$Q_G = Q_L + X \cdot \frac{V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 \cos \theta_{12}}{R^2 + X^2} \quad (3.22)$$

□

3.3.4 Algoritmo de Regulação de Tensão - VRA

Nesta Seção, é apresentado o Algoritmo de Regulação de Tensão (VRA), projetado para mitigar desvios de tensão. Ele se baseia na injeção de potência reativa para regular o perfil de tensão, minimizando desvios em relação ao valor nominal de 1 pu em todas as barras, sem se preocupar com as perdas elétricas. Assim, de forma similar ao que foi descrito na Seção 3.2.1, o seguinte problema de otimização é considerado nessa seção:

$$\begin{cases} \underset{Q_j^G}{\text{minimizar}} & \delta V_j(Q^G) = |V_j - V_{nominal}| \\ \forall j = 1, 2, \dots, n, \end{cases} \quad (3.23)$$

Para se realizar a minimização descrita na Equação 3.23, o seguinte teorema é proposto:

Teorema 3.3.1. *Considerando a rede de duas barras representada na Figura 3.1, a potência reativa gerada que minimiza os desvios de tensão em relação ao valor nominal nos barramentos (melhorando assim a regulação de tensão), enquanto atende a um desvio máximo aceitável de tensão ε , é dada por:*

$$Q_G = Q_L - \frac{1}{X^2 + R^2} \cdot (-V_2^2 X + \sqrt{\gamma}) \quad (3.24)$$

$$\begin{aligned} \gamma = & V_2^4 X^2 - (2X^2 R^2 P_2^2 + X^4 P_2^2 + R^4 P_2^2 \\ & + X^2 V_2^2 R P_2 + R^3 P_2 V_2^2 + V_2^2 \varepsilon X^2 + V_2^2 \varepsilon R^2) \end{aligned} \quad (3.25)$$

Demonstração. A corrente elétrica que flui da barra 1 para a barra 2 por meio da impedância Z pode ser expressa de duas formas diferentes. Uma expressão relaciona a corrente às tensões e impedância, conforme apresentado na Equação 3.26. A outra expressão relaciona a corrente às tensões e potência, como mostrado na Equação 3.27:

$$\hat{I} = \frac{\hat{V}_1 - \hat{V}_2}{Z} \quad (3.26)$$

$$\hat{I} = \left(\frac{\hat{S}_2}{\hat{V}_2} \right)^* \quad (3.27)$$

onde $\hat{S}_2 = P_2 + jQ_2$ representa a potência complexa na barra 2, obtida como a diferença entre a potência da carga e a potência gerada nesse barramento. Igualando as Equações 3.26 e 3.27, podemos obter a seguinte expressão:

$$\frac{\hat{V}_1 - \hat{V}_2}{Z} = \left(\frac{\hat{S}_2}{\hat{V}_2} \right)^* \quad (3.28)$$

Substituindo $Z = R + jX$, $S_2 = P_2 + jQ_2$, e expressando os fasores de tensão em forma trigonométrica, obtemos a Equação 3.29, na qual fazemos $P_2 = P$ e $Q_2 = Q$ para simplificar a notação.

$$(R + jX) \cdot (P - jQ) = V_1 V_2 (\cos \theta_{12} + j \operatorname{sen} \theta_{12}) - V_2^2 \quad (3.29)$$

Isolando o termo V_1 e tomando o módulo quadrado de ambos os lados da equação, obtemos a seguinte expressão:

$$V_1^2 = \frac{1}{V_2^2} \cdot [(V_2^2 + RP + XQ)^2 + (XP - RQ)^2] \quad (3.30)$$

Expandindo os termos ao quadrado e simplificando, obtemos a seguinte expressão:

$$V_1^2 = V_2^2 + 2RP + 2XQ + \frac{R^2 Q^2 + X^2 P^2 + X^2 Q^2 + R^2 P^2}{V_2^2} \quad (3.31)$$

Na rede de duas barras, a regulação de tensão é equivalente a garantir que a diferença entre V_2 e a tensão da barra de referência V_1 seja menor que o limite ε . Agora, considere o cenário mais desfavorável e seja $V_2^2 = V_1^2 + \varepsilon$. Substituindo na Equação 3.31, segue que:

$$Q^2(X^2 + R^2) + Q(2V_2^2X) + X^2P^2 + R^2P^2 + 2V_2^2RP + V_2^2\varepsilon = 0 \quad (3.32)$$

Isolando a variável Q , obtemos:

$$Q = \frac{1}{X^2 + R^2} \cdot (-V_2^2X + \sqrt{\gamma}) \quad (3.33)$$

onde:

$$\begin{aligned} \gamma = & V_2^4X^2 - (2X^2R^2P^2 + X^4P^2 + R^4P^2 \\ & + 2X^2V_2^2RP + 2R^3PV_2^2 + V_2^2\varepsilon X^2 + V_2^2\varepsilon R^2) \end{aligned} \quad (3.34)$$

Por fim, como $Q = Q_L - Q_G$, temos que:

$$Q_G = Q_L - \frac{1}{X^2 + R^2} \cdot (-V_2^2X + \sqrt{\gamma}) \quad (3.35)$$

□

3.3.5 Generalização para Múltiplas Barras

As deduções anteriores do LRA e VRA assumiram uma rede elétrica de dois barramentos. Nesta seção, as Equações 3.13 e 3.35 são generalizadas para aplicações em uma rede com um número arbitrário de barras. Para isso, é suficiente realizar as mesmas deduções da Seção 3.3.3 e 3.3.4 para cada par adjacente de barras. Dados quaisquer barramentos j e $j + 1$, a injeção de potência reativa que minimiza as perdas pode ser dada por:

$$Q_{j+1}^G = Q_{j+1}^L + X \cdot \frac{V_j^2 + V_{j+1}^2 - 2V_jV_{j+1} \cos \theta_{j,j+1}}{R^2 + X^2} \quad (3.36)$$

De forma similar, a injeção de potência reativa no barramento $j + 1$ para minimizar o desvio de tensão pode ser expressa como:

$$Q_{j+1}^G = Q_{j+1}^L - \frac{1}{X^2 + R^2} \cdot (-V_{j+1}^2X + \sqrt{\gamma}) \quad (3.37)$$

$$\begin{aligned} \gamma = & V_{j+1}^4X^2 - (2X^2R^2P_{j+1}^2 + X^4P_{j+1}^2 + R^4P_{j+1}^2 \\ & + 2X^2V_{j+1}^2RP_{j+1} + 2R^3P_{j+1}V_{j+1}^2 + V_{j+1}^2\varepsilon_n X^2 + V_{j+1}^2\varepsilon_n R^2) \end{aligned} \quad (3.38)$$

onde $\varepsilon_n = \frac{\delta V}{n}$, em que δV é o desvio de tensão máximo permitido e n é o número de barras.

3.3.6 Estratégia de Controle Combinada - CCS

Nesta Seção, é apresentada uma Estratégia de Controle Combinada (CCS) que combina as metodologias LRA e VRA ¹. Esta estratégia aplica ambos os algoritmos, equilibrando assim a redução de perdas e a regulação de tensão. Neste cenário, o objetivo é minimizar as perdas, mantendo níveis adequados de tensão nos barramentos, introduzindo assim uma restrição no processo de otimização, dado que a minimização de perdas e a minimização do desvio de tensão são dois objetivos conflitantes. Nesta abordagem, a otimização com restrição é uma maneira de conciliar esses objetivos (perdas e desvio de tensão). O problema de otimização, similar ao descrito na Seção 3.2.1, pode ser descrito da seguinte forma:

$$\begin{cases} \underset{Q_j^G}{\text{minimizar}} & P_{\text{losses}}(Q^G) = \sum_{j=1}^{n-1} R \cdot I_j^2 \\ \text{sujeito à} & \delta V_j(Q_j^G) \leq \Delta V, j = 1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (3.39)$$

A CCS proposta funciona da seguinte forma. Por padrão, a prioridade é dada à redução de perdas por meio do LRA. Quando algum barramento na rede viola o limite de desvio de tensão, o controle de todos os barramentos muda para o VRA, para que a regulação de tensão possa ser aprimorada. Uma vez que todos os barramentos estejam dentro dos limites de tensão apropriados, o CCS volta a priorizar a minimização de perdas. O CCS proposto é apresentado como pseudocódigo no Algoritmo 3.

¹ O Apêndice B apresenta mais detalhes sobre o LRA e VRA

Algoritmo 3 Estratégia de Controle Combinado (CCS) para Injeção de Potência Reativa

GARANTA : $\mathbf{Q}_G = [Q_{G_1}, Q_{G_2}, \dots, Q_{G_n}]$.

```
1:  $flag \leftarrow 0$ 
2: PARA  $t = 1, 2, \dots$  FAÇA
3:   SE  $flag = 0$  ENTÃO
4:     Execute o LRA (Equação 3.36)
5:     RETORNE  $\mathbf{Q}_G$ 
6:   SENÃO SE  $flag = 1$  ENTÃO
7:     Execute o VRA (Equação 3.37)
8:     RETORNE  $\mathbf{Q}_G$ 
9:      $flag \leftarrow 0$ 
10:  FIM SE
11:  ENQUANTO  $j \leq n$  ou  $flag = 0$  FAÇA
12:    SE  $V_j(t) < V_{min}$  ou  $V_j(t) > V_{max}$  ENTÃO
13:       $flag \leftarrow 1$ 
14:    FIM SE
15:     $j \leftarrow j + 1$ 
16:  FIM ENQUANTO
17: FIM PARA
```

4 Resultados

Este Capítulo apresenta a validação das propostas discutidas no Capítulo 3. São apresentados os parâmetros utilizados em cada simulação e os resultados obtidos são comparados com os de outros trabalhos da literatura. A Seção 4.1 apresenta os resultados relacionados a Proposta 1, discutida na Seção 3.1. A Seção 4.2 apresenta os resultados da abordagem heurística discutida na Proposta 2 (Seção 3.2). A Seção 4.3 apresenta os resultados e discussões da Proposta 3, a abordagem analítica, apresentada na Seção 3.3.

4.1 Validação da Proposta 1

Esta Seção apresenta os resultados referentes à proposta descrita pelo Algoritmo 1 na Seção 4.1. São realizadas diversas simulações em uma rede elétrica radial, variando-se os parâmetros em cada nova simulação. São apresentados os perfis de tensão e as perdas elétricas. É mostrada também uma estimativa da função densidade de probabilidade dos perfis de tensão.

4.1.1 Parâmetros de simulação

Para a primeira proposta, considera-se o cenário com as seguintes configurações: a distância entre as barras é definida de forma aleatória entre 200m e 300m, seguindo uma distribuição uniforme; a resistência da linha de distribuição entre as barras é de $R = 0,5\Omega/km$, e a reatância é de $X = 0,33\Omega/km$.

Em relação as características da carga, a potência ativa consumida em cada barra é definida de forma aleatória entre os valores 0 e 30 kW, enquanto que a potência reativa consumida em cada barra é definida de forma aleatória, cujos valores são obtidos entre 20% a 30% da potência ativa consumida na barra, conforme as Equações (4.1) e (4.2):

$$P_j^L \sim U(0, 30 \cdot 10^3) \quad (4.1)$$

$$Q_j^L \sim U(0, 2 \cdot P_j^L, 0, 3 \cdot P_j^L) \quad (4.2)$$

onde P_j^L é a potência ativa consumida na barra j , onde Q_j^L é a potência reativa consumida na barra j , e U é a função que provê um número aleatório de uma distribuição uniforme.

Considera-se quatro fatores de penetração $\alpha = [0,0 \ 0,2 \ 0,5 \ 0,8]$. Dessa forma, a rede possui 0, 20, 50 ou 80 barras com geração distribuída fotovoltaica. Os nós com geração fotovoltaica possuem uma potência fixada em 10 kW na saída do inversor. Para

os cenários de situações extremas, que podem ocorrer subtensões e sobretensões com uma maior frequência, a potência das cargas foi considerada fixa. No caso do cenário de subtensões, considera-se um fator de penetração de apenas 20%, e a potência ativa P_j^L igual a 30 kW em todas as barras. A potência reativa Q_j^L foi fixada em 9 kvar. Para o caso de sobretensões, considera-se $\alpha = 0,8$, e as potências ativas e reativas das cargas iguais a 1 kW e 100 var, respectivamente.

Foi simulado também um cenário em que as potências reativas das cargas apresentavam valores percentuais mais significativos em relação a potência ativa, e conseqüentemente um fator de potência menor. A potência reativa variou aleatoriamente entre 80% a 90% da potência ativa, conforme é mostrado na Equação (4.3):

$$Q_j^L \sim U(0,8 \cdot P_j^L, 0,9 \cdot P_j^L) \quad (4.3)$$

O limite da variação de tensão em todos os cenários foi de $\pm 5\%$ (ANEEL, 2021), ou seja, espera-se que as tensões nas barras obedeçam a Equação (4.4):

$$0,95pu \leq V_j \leq 1,05pu \quad (4.4)$$

A restrição de injeção de potência ativa e reativa gerada em cada barra depende da potência aparente do inversor instalado S_j . Esta potência é dada em percentual da potência fotovoltaica, isto é, se $S_j = 1,3$ por exemplo, significa que a potência do inversor é 30% maior que a potência total dos módulos fotovoltaicos instalados.

Estas simulações foram realizadas no *software* Matlab 2019a. A Tabela 4.1 apresenta um resumo dos parâmetros utilizados nas simulações a seguir. Estes parâmetros foram adaptados do trabalho de Yeh, Gayme e Low (2012).

Tabela 4.1 – Parâmetros da rede elétrica considerada neste capítulo.

Parâmetro	Valor
Fator de Penetração α	0%, 20%, 50%, 80%
Resistência do cabo R	0,5 Ω/km
Reatância do cabo X	0,33 Ω/km
Potência Ativa Consumida P_L	0 kW a 30 kW
Potência Reativa Consumida Q_L	20% a 30% de P_L
Distância entre as barras	200 m a 300 m
Potência Ativa Gerada P_G	10 kW
Potência Aparente do Inversor S	13 kVA
Quantidade de barras n	100

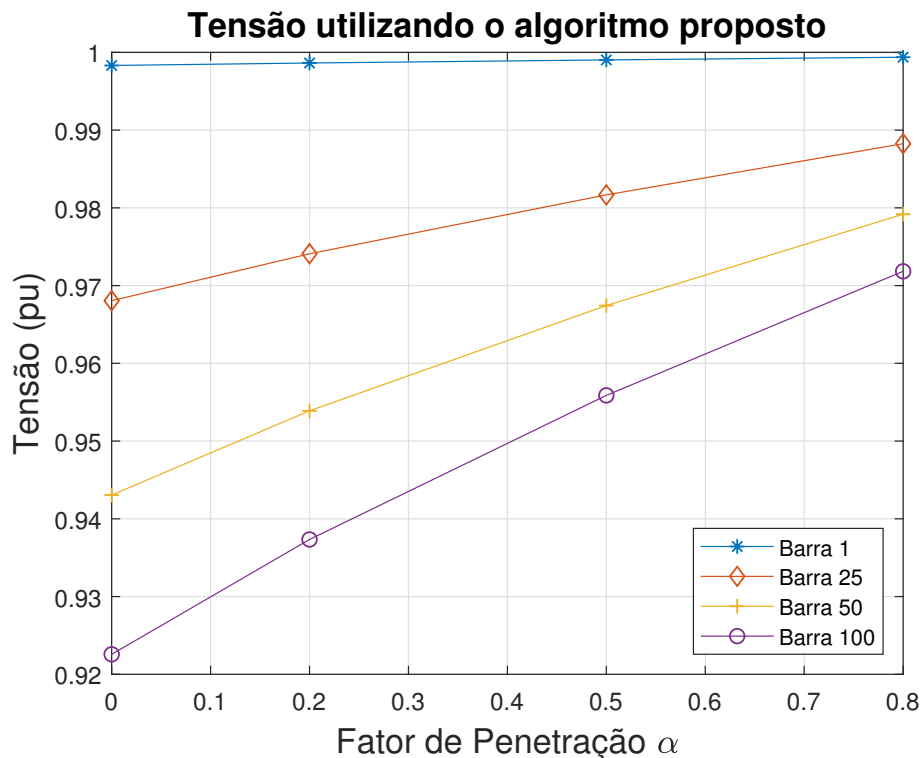
Foram realizadas 1.000 simulações, e os valores das distâncias entre as barras, quais barras possuem geração fotovoltaica, e os valores das potências nas cargas são definidos aleatoriamente. No Apêndice A foram realizadas simulações adicionais fixando a

distância entre as barras e variando as demais grandezas. São apresentados os valores de tensão por barra para cada fator de penetração considerado, assim como as perdas nas linhas de distribuição. Estes valores são as médias de todas as simulações. Os resultados são comparados com duas metodologias definidas arbitrariamente e outras propostas na literatura (YEH; GAYME; LOW, 2012; TAO et al., 2018). A primeira delas é quando os inversores dos sistemas fotovoltaicos estão injetando apenas potência ativa na rede elétrica, denominado doravante como *Sem Reativo*. A segunda metodologia é o cenário em que os inversores injetam potência reativa igual ao requerido pela carga conectada na barra, desde que haja geração na barra. Esta metodologia é denominada como *Fixo* nos resultados obtidos.

4.1.2 Resultados Obtidos

A Figura 4.1 apresenta uma comparação do valor de tensão em função do fator de penetração utilizando o algoritmo proposto. Foram escolhidas 4 barras para se monitorar a tensão: barra 1, 25, 50 e 100. Conforme era esperado, as barras mais próximas do fim da rede possuem um nível de tensão menor, isto é, mais distante de 1 pu. A medida que se aproxima da barra 1, o perfil de tensão tende a ficar mais próximo a 1 pu. A Barra 50, por exemplo, com $\alpha = 0$, possui um valor de tensão menor que 0,95 pu. Para qualquer $\alpha \gtrsim 0,1$, esta barra fica com tensão acima de 0,95 pu. As barras 1 e 25, independente do fator de penetração, possuem valores de tensão dentro dos limites considerados neste trabalho, de $\pm 5\%$. Além disso, é interessante observar que, por meio da Figura 4.1, é possível estabelecer qual o valor do fator de penetração uma rede deve ter para que se garanta que a tensão permaneça dentro de certos níveis. Neste caso, para um $\alpha \approx 0,4$ ou maior, garante-se que todas as barras do sistema possuam tensão acima de 0,95 pu.

Figura 4.1 – Magnitude Média de Tensão nas barras 1, 25, 50 e 100 em função do fator de penetração utilizando o algoritmo proposto.



A Figura 4.2 apresenta o desempenho do algoritmo proposto no perfil de tensão de todas as barras, variando o fator de penetração. Observa-se que com $\alpha = 0, 2$, os valores de tensão ficam acima de 0,95 pu até a barra 60, aproximadamente. A partir daí, os valores ficam abaixo do limite de tensão estabelecido, chegando a aproximadamente 0,94 na barra 100. Para fatores de penetração de 50% e 80%, o perfil de tensão se manteve dentro dos limites de $\pm 5\%$ em todas as barras.

A Figura 4.3 e a Tabela 4.2 apresentam uma comparação das médias das perdas de potência ativa na rede elétrica em função do fator de penetração para diferentes métodos. Nota-se que o método de [Tao et al. \(2018\)](#) apresenta perdas consideráveis, acima de 60 kW, para todos os fatores de penetração considerados. Os demais algoritmos tendem a diminuir as perdas conforme se aumenta o fator de penetração. Destaca-se o algoritmo proposto neste trabalho, pois este apresenta as menores perdas para todos os fatores de penetração considerados. Estas perdas elétricas ocorrem nas linhas de distribuição, entre as barras, devido à corrente elétrica que circula nos cabos. Por meio do algoritmo proposto, a potência reativa é injetada na rede de distribuição mais próxima da carga, o que diminui a circulação de corrente nos cabos da linha de distribuição, e diminui as perdas elétricas.

Figura 4.2 – Comparação da média de tensão por barra.

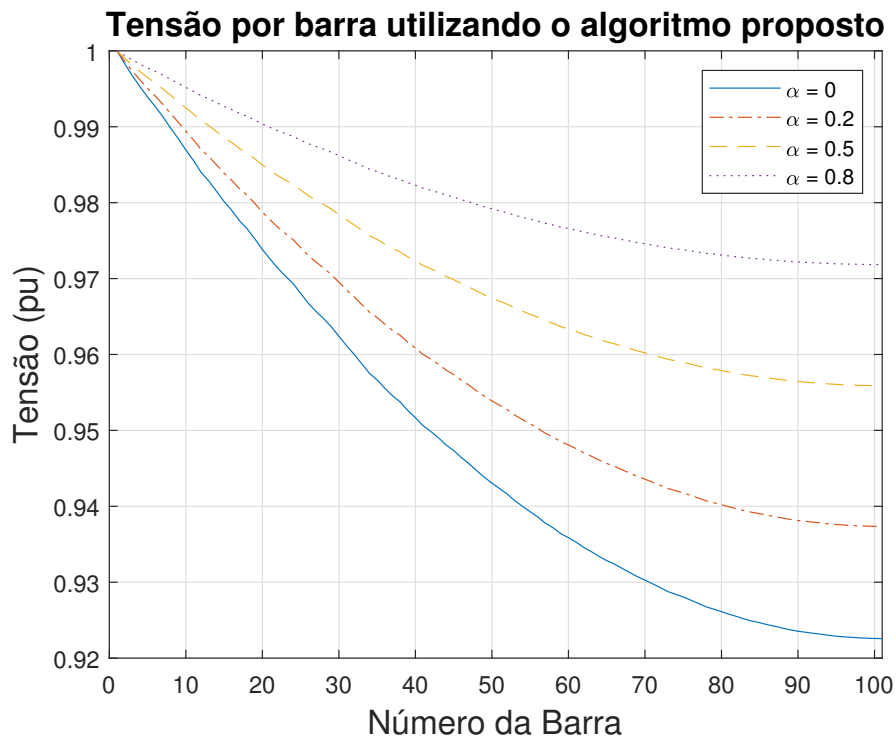


Figura 4.3 – Comparação das perdas de potências ativa em função do fator de penetração.

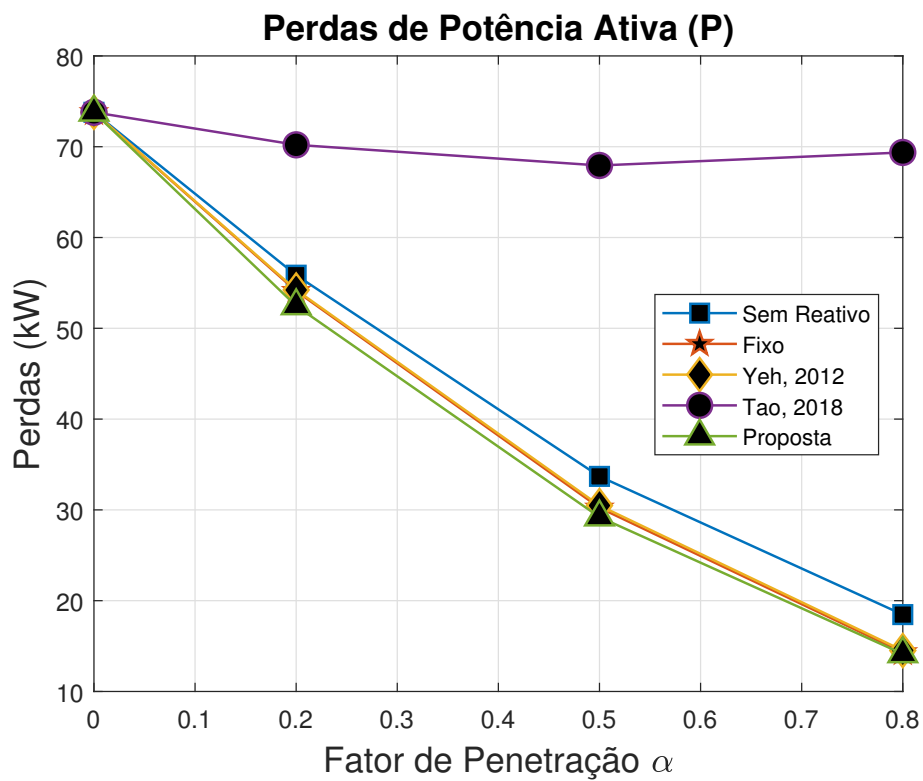


Tabela 4.2 – Comparação das perdas de potência ativa nas linhas de distribuição.

Método	Perdas (kW)			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 0,2$	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,8$
Sem Reativo	66,9	50,8	28,1	14,9
Fixo	66,9	49,1	25,0	11,2
Yeh, Gayme e Low (2012)	66,9	49,5	25,2	11,5
Tao et al. (2018)	66,9	63,8	61,5	63,4
Proposta 1	66,9	47,8	23,9	11,0

A diminuição das potências ativa e reativa providas pela barra 0 (barra *slack* ou referência) devido a geração distribuída pode ser visualizada nas Tabelas 4.3 e 4.4. É desejável que o barramento infinito, representado pela barra 0, forneça os menores valores de potência ativa e reativa possível, sem comprometer a tensão das barras. Na Tabela 4.3 observa-se que para $\alpha = 0$, ou seja, sem geração distribuída fotovoltaica, o valor de potência reativa que a barra *slack* provê é de 430,92 kvar.

Tabela 4.3 – Média dos valores de potência reativa gerada na barra *slack*.

Método	Potência Reativa na Barra 0 (kvar)			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 0,2$	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,8$
Sem Reativo	430,92	417,29	400,45	388,88
Fixo	430,92	341,84	209,24	85,19
Yeh, Gayme e Low (2012)	430,92	345,74	221,12	102,71
Tao et al. (2018)	430,92	278,43	44,56	-178,97
Proposta 1	430,92	250,94	94,64	-10,61

Tabela 4.4 – Média dos valores de potência ativa gerada na barra *slack*.

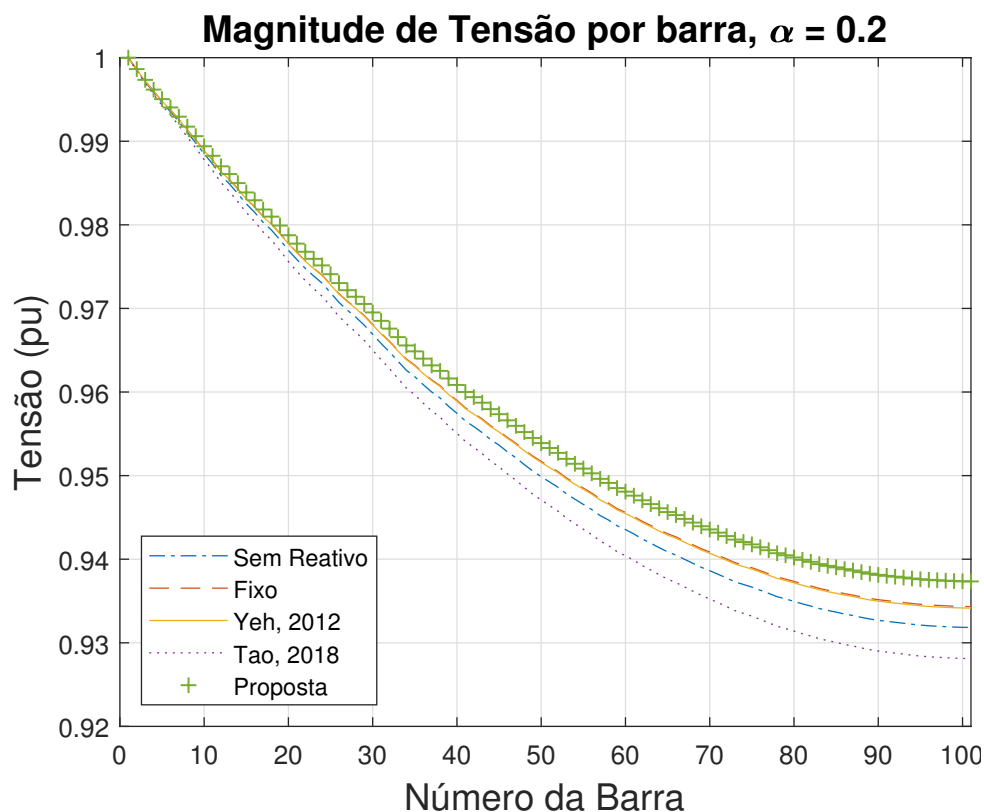
Método	Potência Ativa na Barra 0 (MW)			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 0,2$	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,8$
Sem Reativo	1,5727	1,3567	1,0277	0,7153
Fixo	1,5727	1,3549	1,0242	0,7111
Yeh, Gayme e Low (2012)	1,5727	1,3550	1,0244	0,7113
Tao et al. (2018)	1,5727	1,5691	1,5668	1,5682
Proposta 1	1,5727	1,3533	1,0232	0,7110

Para $\alpha = 0,2$, a proposta deste trabalho provê 250,94 kvar, o menor valor de potência reativa na barra 0 dentre todos os algoritmos considerados. Para $\alpha = 0,5$, o algoritmo proposto provê 94,64 kvar, enquanto que o algoritmo descrito em Tao et al. (2018) obtém 44,56 kvar. No entanto, conforme foi observado na Figura 4.3, o algoritmo descrito em Tao et al. (2018) provê as maiores perdas para todos os fatores de penetração. Para $\alpha = 0,8$, o algoritmo proposto provê -10,61 kvar, o menor valor (em módulo) de potência reativa para esse cenário dentre todos os algoritmos considerados. O valor negativo representa a potência reativa absorvida pela barra de referência.

Observando a Tabela 4.4, nota-se que o método descrito em Tao et al. (2018) possui os maiores valores de potência ativa para todos os fatores de penetração. Observa-se também que o algoritmo proposto obtém os menores valores de potência ativa na barra de referência dentre todos os algoritmos considerados. Portanto, utilizando a metodologia proposta neste trabalho é possível diminuir a demanda solicitada ao barramento infinito.

As Figuras 4.4, 4.5 e 4.6 apresentam a média da magnitude de tensão por barra para $\alpha = 0,2$, $\alpha = 0,5$ e $\alpha = 0,8$, respectivamente. Em todos os casos, o algoritmo proposto obteve o perfil de tensão mais próximo a 1 pu em todas as barras, se sobressaindo em relação aos demais métodos. Para o caso de $\alpha = 0,2$, todos os algoritmos violaram a variação de tensão de 5% estabelecida neste trabalho. No entanto, utilizando o algoritmo proposto, esta violação ocorre apenas na barra 58 em diante, enquanto que os demais algoritmos ultrapassaram o limite de tensão requerido na barra 54.

Figura 4.4 – Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 20%.



No caso de $\alpha = 0,5$, o algoritmo proposto manteve o valor de tensão mais próximo a 1 pu, permanecendo dentro dos limites estipulados, ou seja, acima de 0,95 pu. Os algoritmos *Fixo* e o de Yeh, Gayme e Low (2012) também proveram uma tensão nas barras acima de 0,95, porém com um valor mais distante a 1 pu em comparação com o algoritmo proposto. Os algoritmos *Sem Reativo* e o de Tao et al. (2018) infringiram o limite de variação de 5% a partir das barras 74 e 55 respectivamente.

Para o caso de $\alpha = 0,8$, somente o método descrito por Tao et al. (2018) violou o

Figura 4.5 – Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 50%.

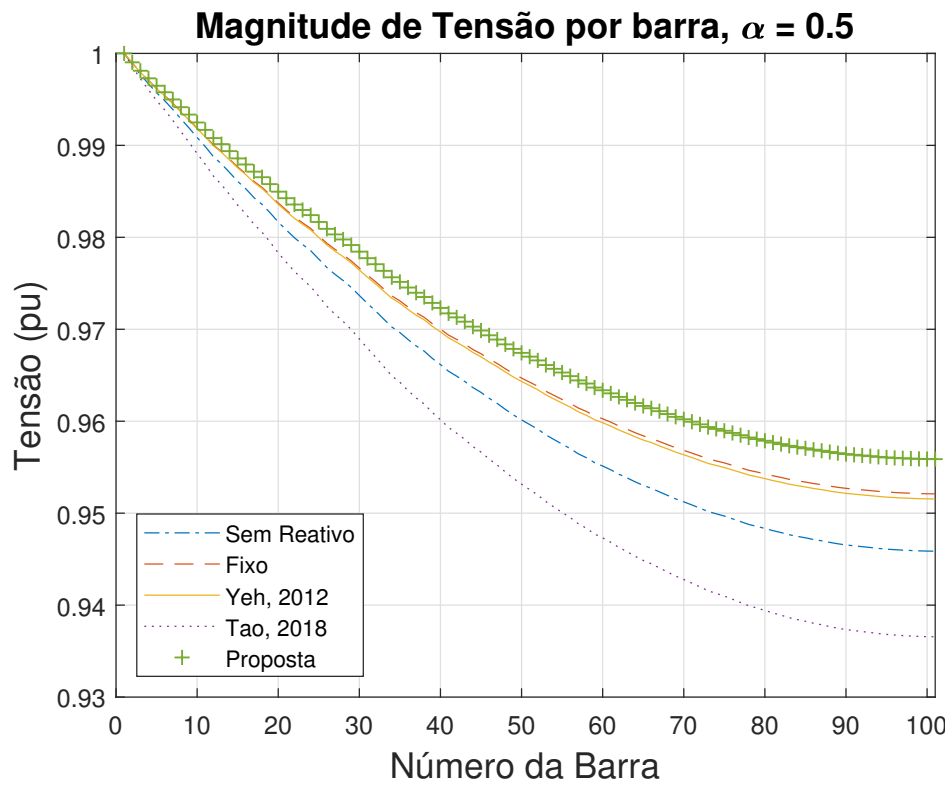
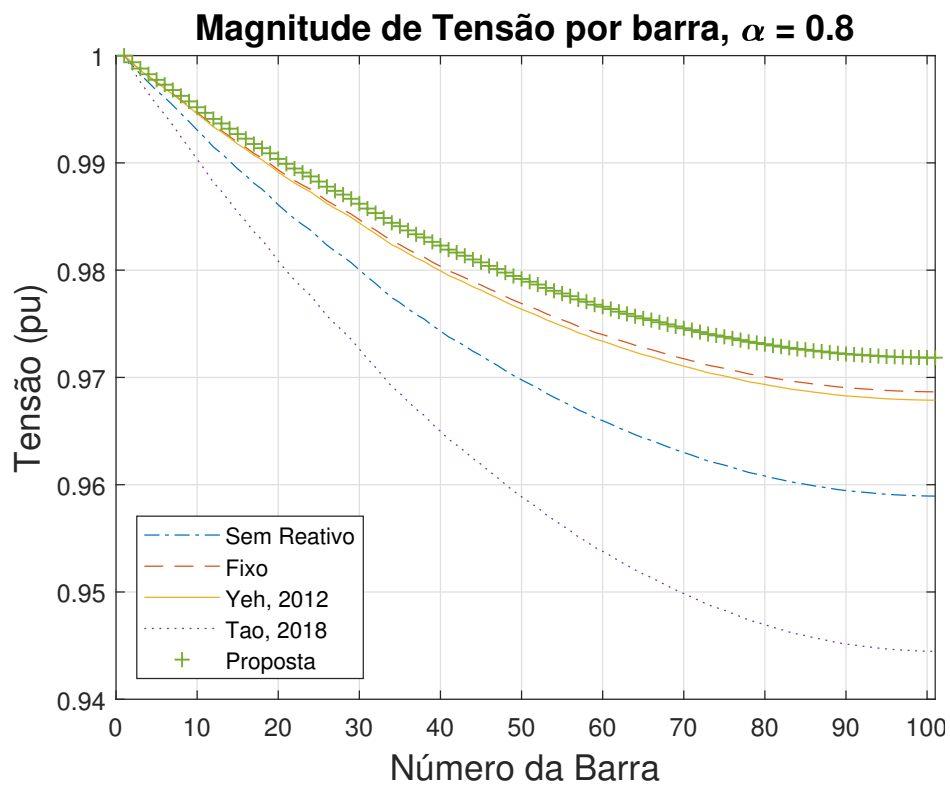


Figura 4.6 – Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 80%.



limite mínimo de tensão de 0,95 pu. As demais metodologias se mantiveram entre 0,95 pu e 1 pu, destacando-se o algoritmo proposto que permaneceu mais próximo a 1 pu em todas as barras.

Nas Tabelas 4.5 e 4.6, observa-se uma comparação da média de tensão nas 100 barras para as todas as simulações, e o número médio de barras com subtensão ($V < 0,95pu$).

Tabela 4.5 – Média de tensão das barras para as 1.000 simulações.

Método	Média de Tensão			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 0,2$	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,8$
Sem Reativo	0,9488	0,9549	0,9642	0,9728
Fixo	0,9488	0,9566	0,9683	0,9792
Yeh, Gayme e Low (2012)	0,9488	0,9564	0,9679	0,9787
Tao et al. (2018)	0,9488	0,9524	0,9579	0,9631
Proposta 1	0,9488	0,9585	0,9707	0,9813

Tabela 4.6 – Comparação do número percentual médio de barras com tensão abaixo de 0.95 pu para as 1.000 simulações.

Método	Barras com subtensão (%)			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 0,2$	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,8$
Sem Reativo	59,26	50,78	23,68	0,76
Fixo	59,26	47,76	7,48	0
Yeh, Gayme e Low (2012)	59,26	48,08	8,07	0
Tao et al. (2018)	59,26	54,70	44,85	27,88
Proposta 1	59,26	43,14	2,47	0

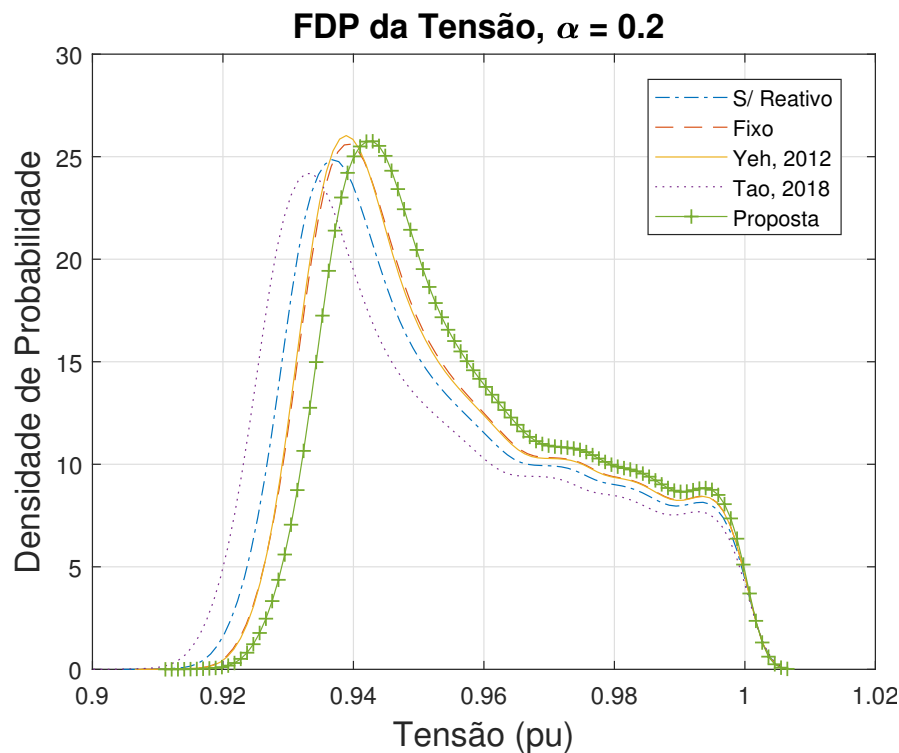
A metodologia proposta neste trabalho se destaca, uma vez que provê a média de tensão mais próxima de 1 pu para todos os fatores de penetração considerados. Além disso, possui o menor número de barras que violam os limites de tensão. Para $\alpha = 0$, ou seja, não há geração distribuída fotovoltaica no sistema, 59,26% das barras possuem tensão abaixo de 0,95 pu, e a média de tensão é 0,9488 pu. Com 20% de fator de penetração, o algoritmo proposto obteve uma média de tensão de 0,9585 pu e 43,14% das barras com subtensão, 4,62% de barras a menos que considerando o método Fixo que obteve 47,76%. O trabalho de Yeh, Gayme e Low (2012) obteve 48,08% das barras com subtensão. A metodologia *Sem Reativo* obteve 50,78% das barras com subtensão, e o método descrito por Tao et al. (2018) obteve 54,70%.

Para $\alpha = 0,5$, a média de tensão do algoritmo proposto foi de 0,9707 pu, a mais próxima a 1 pu entre todos os métodos considerados. Apenas 2,47% das barras apresentaram subtensão utilizando o algoritmo proposto. Em relação a metodologia *Fixo*, este valor foi de 7,48%, enquanto que o algoritmo descrito em Yeh, Gayme e Low (2012) obteve 8,07%. O método *Sem Reativo* obteve 23,68% barras com subtensão, e o método de Tao et al. (2018) obteve 44,85%.

De forma similar, para o cenário com fator de penetração $\alpha = 0,8$, não houve violação no limite mínimo de tensão utilizando o algoritmo proposto. Além disso, a média de tensão foi de 0,9813 pu, sendo a mais próxima a 1 pu entre todos os métodos considerados. Excetuando-se o algoritmo de Tao et al. (2018) que violou o limite de tensão em 27,88% barras e o método *Sem Reativo* que violou o limite de tensão em 0,76%, os demais algoritmos também não excederam a variação de $\pm 5\%$ de tensão. No entanto, suas médias de tensão permaneceram menores do que a média de tensão do algoritmo proposto.

As Figuras 4.7, 4.8 e 4.9 apresentam uma estimativa da função de densidade de probabilidade (FDP) da tensão considerando todas as barras. A FDP descreve a verossimilhança de uma variável aleatória tomar um valor dado. No eixo x tem-se os valores de tensão. É desejável que o pico da curva esteja mais próximo possível de 1 pu. Observando as curvas na Figura 4.7, é possível notar que a curva em verde do algoritmo proposto está com o pico próximo a 0,94 pu, sendo o pico mais próximo a 1 pu comparando com as outras curvas. Portanto, é possível afirmar que de acordo essa distribuição estatística, o algoritmo proposto apresenta um perfil tensão melhor do que o dos demais trabalhos comparados.

Figura 4.7 – Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração α de 20%.



A Figura 4.8 apresenta a FDP estimada para o caso de 50% de fator de penetração. Observa-se novamente que o pico mais próximo a 1 pu é da curva do algoritmo proposto. O valor deste pico é de aproximadamente 0,96 pu, enquanto que os demais algoritmos considerados estão mais distantes de 1 pu.

Figura 4.8 – Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração α de 50%.

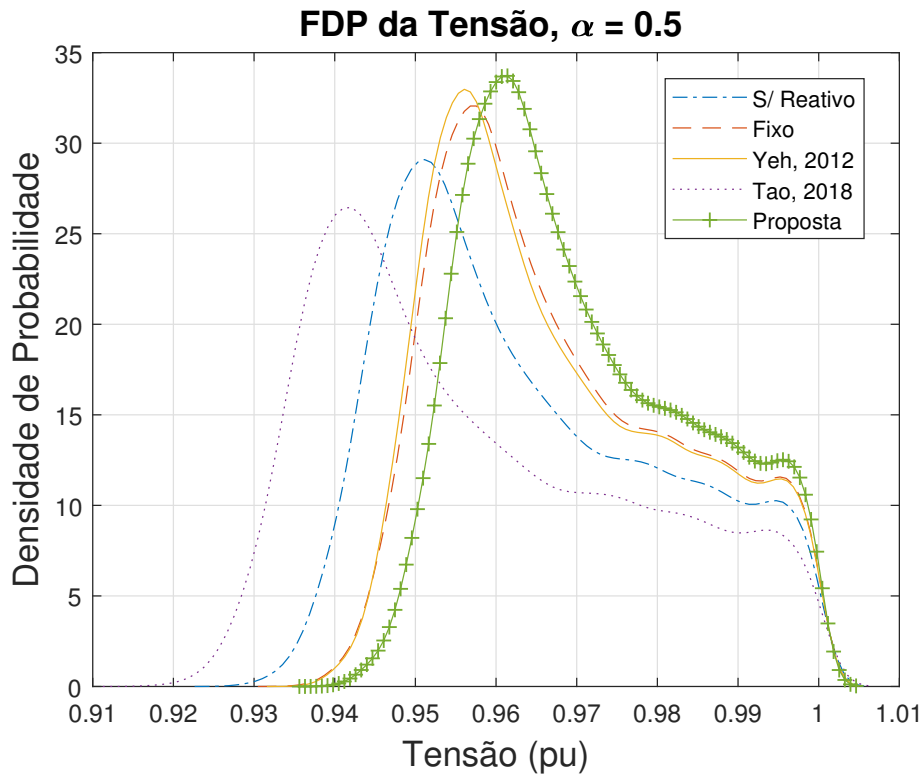
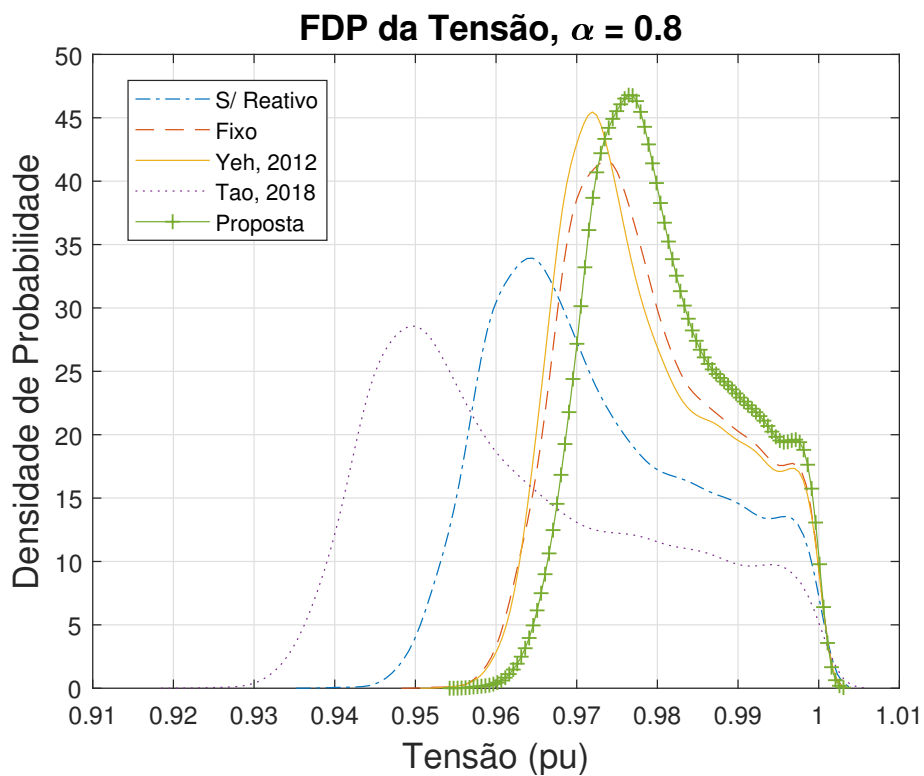


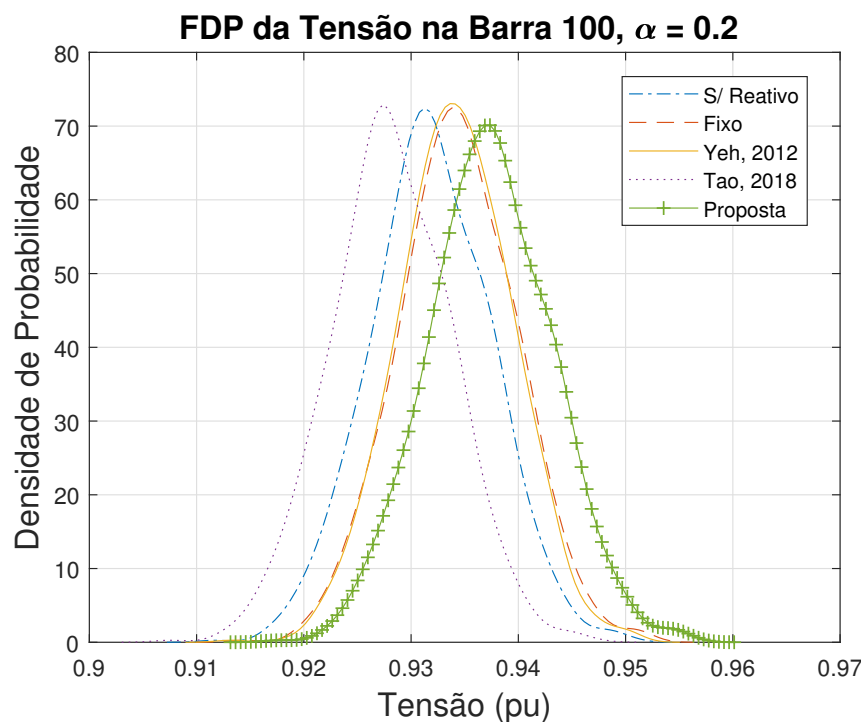
Figura 4.9 – Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração α de 80%.



A Figura 4.9 apresenta a FDP estimada para o caso de 80% de fator de penetração. Nota-se que o pico do algoritmo proposto está entre 0,97 pu e 0,98 pu, sendo o mais próximo a 1 pu em comparação com as demais curvas. Nota-se que para tensões abaixo de 0,95 pu, o valor da FDP do algoritmo proposto é 0, mostrando que há 0% de probabilidade de que a tensão assuma um valor fora dos limites definidos para o caso de $\alpha = 0,8$. Isso vai de encontro ao apresentado na Tabela 4.6, na qual nenhuma barra violou o limite de $\pm 5\%$ utilizando o algoritmo proposto.

As Figuras 4.10, 4.11 e 4.12 apresentam a função densidade de probabilidade estimada da tensão na barra 100, variando-se o fator de penetração. A barra 100 foi escolhida pois é a última barra do sistema, isto é, a mais distante da barra de referência. Desta forma, normalmente esta barra possui maior chance de apresentar problemas de subtensão.

Figura 4.10 – Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão elétrica na barra 100 com um fator de penetração α de 20%.



A Figura 4.10 apresenta a FDP da tensão na barra 100 para um fator de penetração de 20%. Observa-se que as áreas de todas as curvas estão abaixo de 0,95 pu. No entanto, entre todos os algoritmos, a proposta neste trabalho apresentou o melhor desempenho, com o pico próximo a 0,94 pu.

A Figura 4.11 apresenta a FDP de tensão na barra 100 para o caso de $\alpha = 50\%$. Observa-se que o algoritmo proposto provê as tensões mais próximas a 1 pu. Além disso, a maior parte da área sobre a curva do algoritmo proposto (curva verde) está à direita de 0,95 pu. Isto quer dizer que, estatisticamente, existe uma probabilidade maior da tensão na barra 100 estar acima de 0,95 pu ao utilizar o algoritmo proposto.

Figura 4.11 – Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão elétrica na barra 100 com um fator de penetração α de 50%.

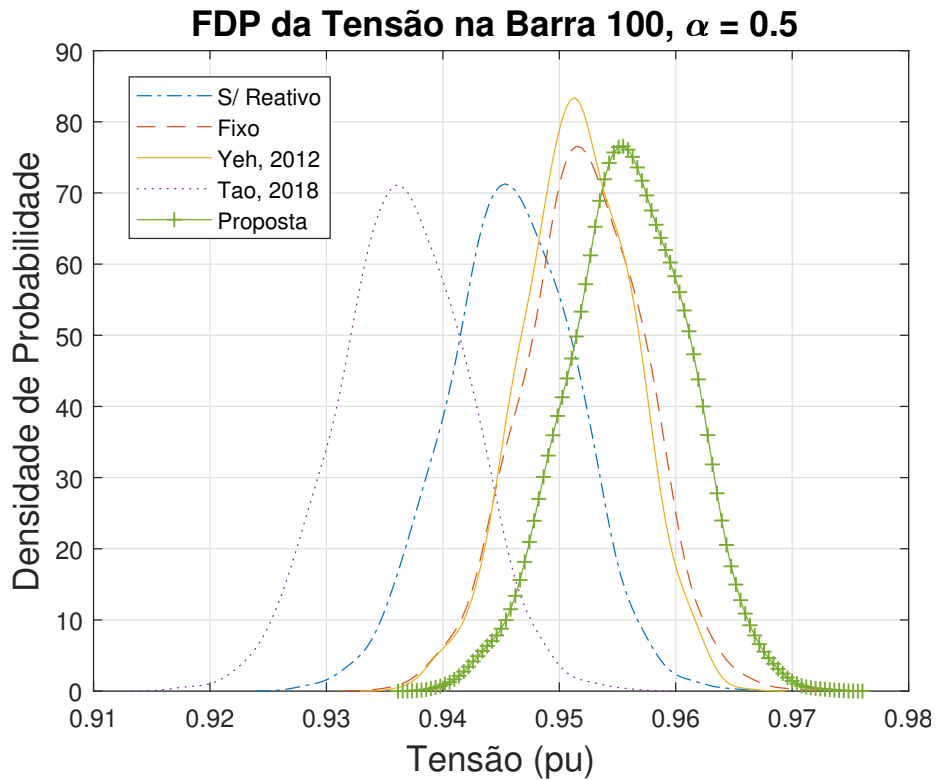
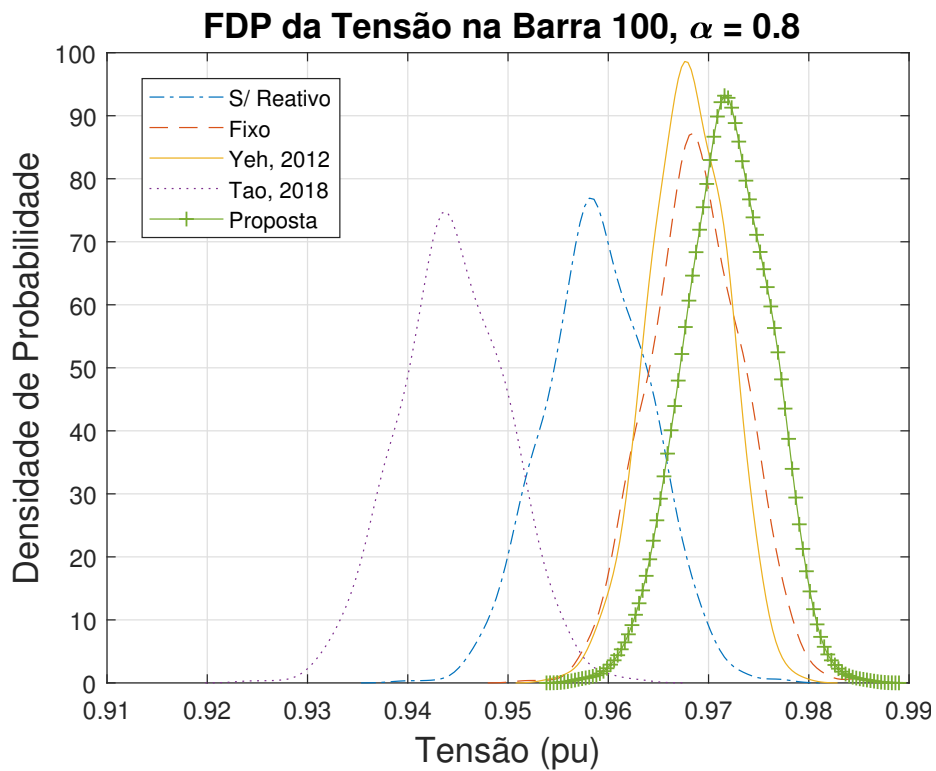


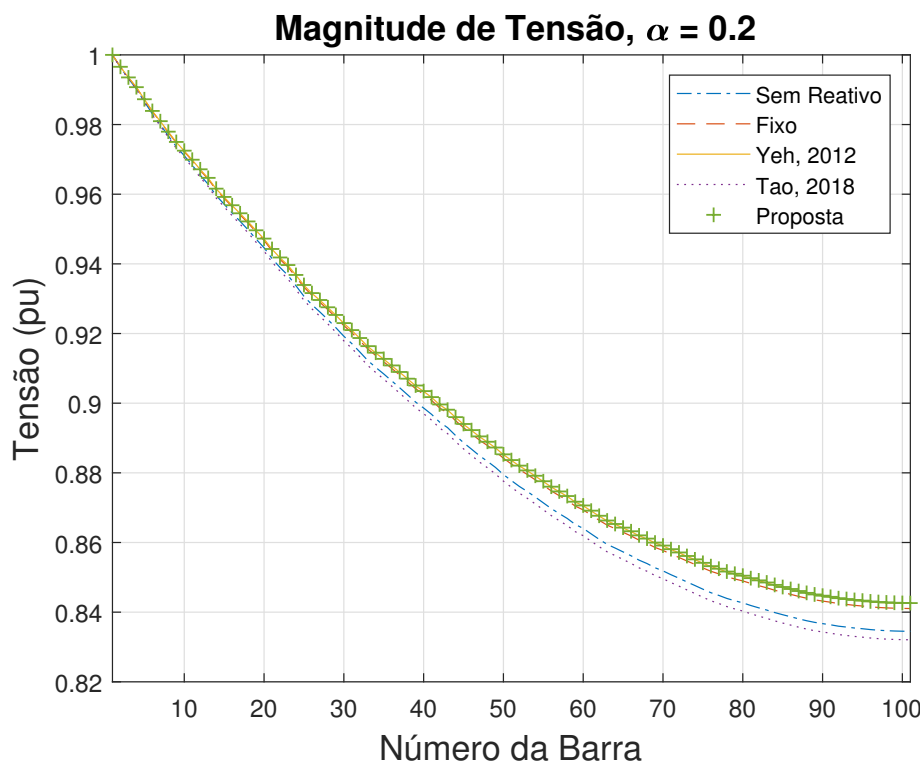
Figura 4.12 – Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão elétrica na barra 100 com um fator de penetração α de 80%.



A Figura 4.12 apresenta a FDP da tensão na barra 100 para o caso onde 80% das barras possuem geração fotovoltaica. Observa-se que o algoritmo proposto possui uma FDP em que toda sua área está acima de 0,95 pu, ou seja, das 1.000 simulações, em nenhuma delas a barra 100 apresentou subtensão. Isso vai de encontro ao apresentado na Tabela 4.6. Ademais, dentre todos os algoritmos considerados, o algoritmo proposto apresenta, estatisticamente, as tensões mais próximas a 1 pu.

A Figura 4.13 apresenta o perfil de tensão para o caso crítico de subtensões. Neste cenário foi adotado um fator de penetração de 20%, e as potências das cargas foram fixadas. As potências ativas e reativas das cargas foram definidas em 30 kW e 9 kvar, respectivamente. Todos os algoritmos apresentaram subtensão a partir da barra 20, chegando a tensões próximas a 0,84 na última barra. No entanto, a curva do algoritmo proposto se manteve mais próxima de 1 pu do que as demais curvas, evidenciando o fato de que mesmo em condições extremas de subtensão, a proposta apresentada neste trabalho apresenta um melhor desempenho.

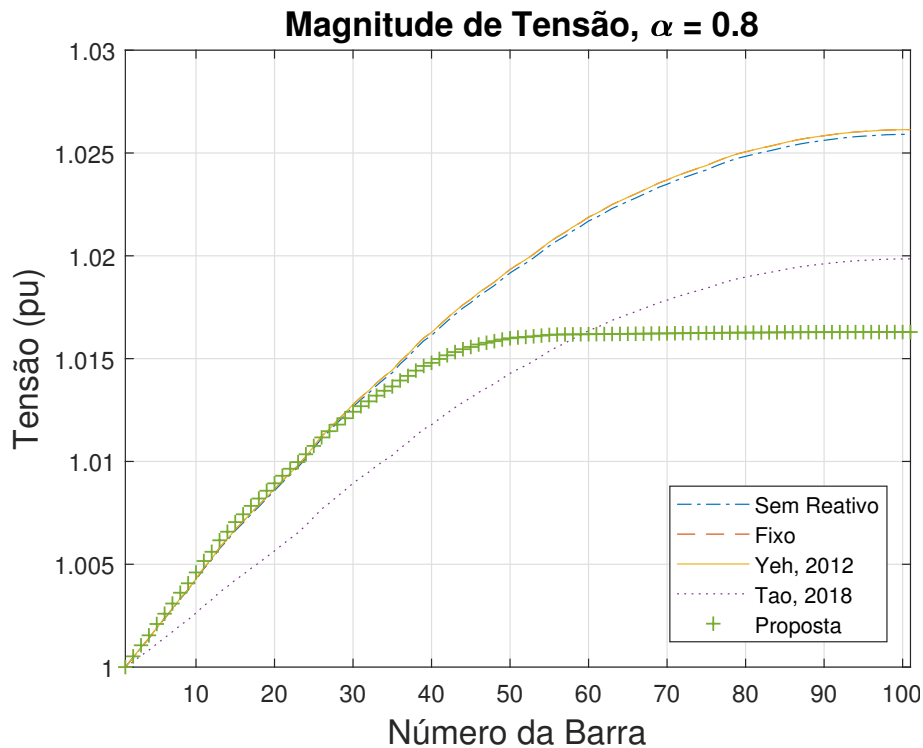
Figura 4.13 – Tensões nas barras para o caso crítico de subtensão, com $\alpha = 0,2$, $P_L = 30kW$, e $Q_L = 9kvar$.



A Figura 4.14 apresenta o perfil de tensão para o caso crítico de sobretensões. Neste cenário foi adotado um fator de penetração de 80%, e as potências ativas e reativas das cargas foram fixadas em 1 kW e 0,1 kvar, respectivamente. Não foram observadas sobretensões nesta simulação, isto é, as tensões de todas as barras se mantiveram entre 1 e 1,05 pu, dentro do limite de 5% de variação considerado neste trabalho. O perfil de tensão do algoritmo proposto neste trabalho apresenta um comportamento crescente até

aproximadamente a barra 40, e a partir daí se mantém constante até a barra 100. Os demais algoritmos apresentam valores de tensão crescentes da primeira até a última barra.

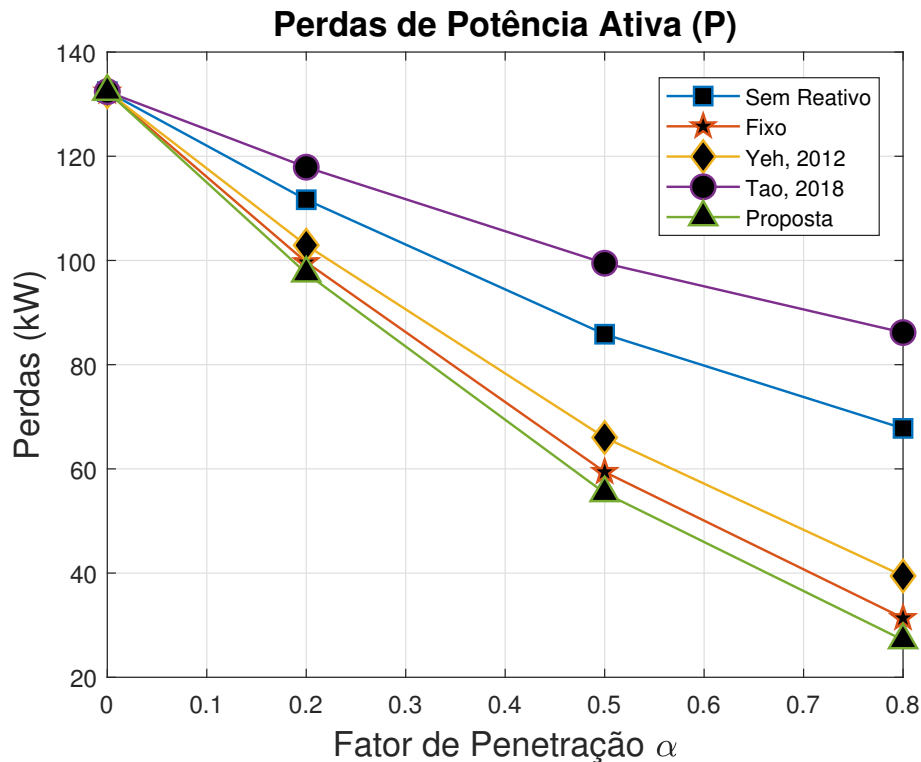
Figura 4.14 – Tensões nas barras para o caso crítico de sobretensão, com $\alpha = 0,8$, $P_L = 1kW$, e $Q_L = 0,1kvar$.



Foram realizadas simulações adicionais variando-se o fator de potência da carga, tornando-o menor, próximo a 0,8 indutivo. As Figuras 4.15, 4.16 e 4.17 são resultados das simulações utilizando os parâmetros da Tabela 4.1, excetuando-se o valor da potência reativa, que neste caso varia entre 80% a 90% da potência ativa.

Conforme esperado, os valores das perdas apresentados na Figura 4.15 são maiores que no cenário em que Q_L representava apenas 20% a 30% de P_L . Para o caso em que não há geração distribuída, ou seja, $\alpha = 0$, as perdas elétricas correspondiam a 66,9 kW. Neste cenário, com Q_L representando 80% a 90% de P_L , as perdas elétricas correspondem a aproximadamente 130 kW. Nota-se na Figura 4.15 que com o crescimento de α há uma diminuição das perdas, evidenciando o fato de que o aumento de geração distribuída aliada à compensação de potência reativa diminui as perdas elétricas na rede. Observa-se que a proposta deste trabalho obtém as menores perdas dentre todos os algoritmos comparados.

Figura 4.15 – Perdas médias na rede elétrica para P_L de 0 kW a 30 kW e potência reativa consumida Q_L de 80% a 90% de P_L .



As Figuras 4.16 e 4.17 apresentam o perfil de tensão da rede elétrica para um fator de penetração de 50% e 80%, respectivamente. Nota-se que em ambas as figuras, a curva obtida com o algoritmo proposto neste trabalho possui a tensão mais próxima a 1 pu em todas as barras. Para o caso de $\alpha = 0,5$, todos os algoritmos violam o limite inferior de tensão de 0,95 pu, porém o algoritmo proposto obtém os valores de tensão mais próximos à tensão nominal de 1 pu. Na última barra, o algoritmo proposto provê um valor de tensão próximo a 0,93 pu, enquanto que o trabalho descrito por (YEH; GAYME; LOW, 2012) provê um valor de 0,92 pu, e o trabalho de (TAO et al., 2018) apresenta um valor de tensão de aproximadamente 0,90 pu.

Para o caso de $\alpha = 0,8$ (Figura 4.17), o algoritmo proposto se destaca, uma vez que a violação de tensão abaixo de 0,95 pu ocorre apenas nas últimas barras. Os demais algoritmos apresentam valores de tensão abaixo 0,95 em barras anteriores. O algoritmo descrito por (TAO et al., 2018) viola os limites de tensão entre as barras 30 e 40. A metodologia *Fixo* possui os valores mais próximos da proposta deste trabalho, violando o limite inferior de 0,95 pu aproximadamente na barra 70. Portanto, assim como nos demais casos, para um fator de penetração de 80%, a proposta deste trabalho apresenta o melhor perfil de tensão dentre todos os trabalhos comparados.

Figura 4.16 – Perfil de tensão médio para $\alpha = 0,5$, potência ativa consumida P_L de 0 kW a 30 kW e potência reativa consumida Q_L de 80% a 90% de P_L .

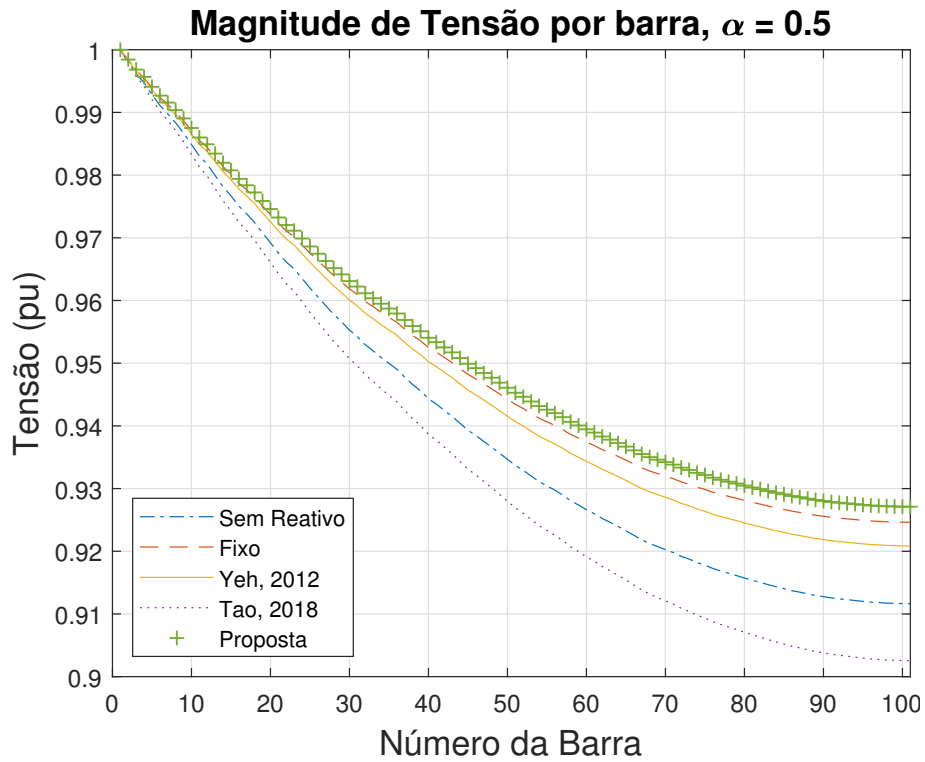
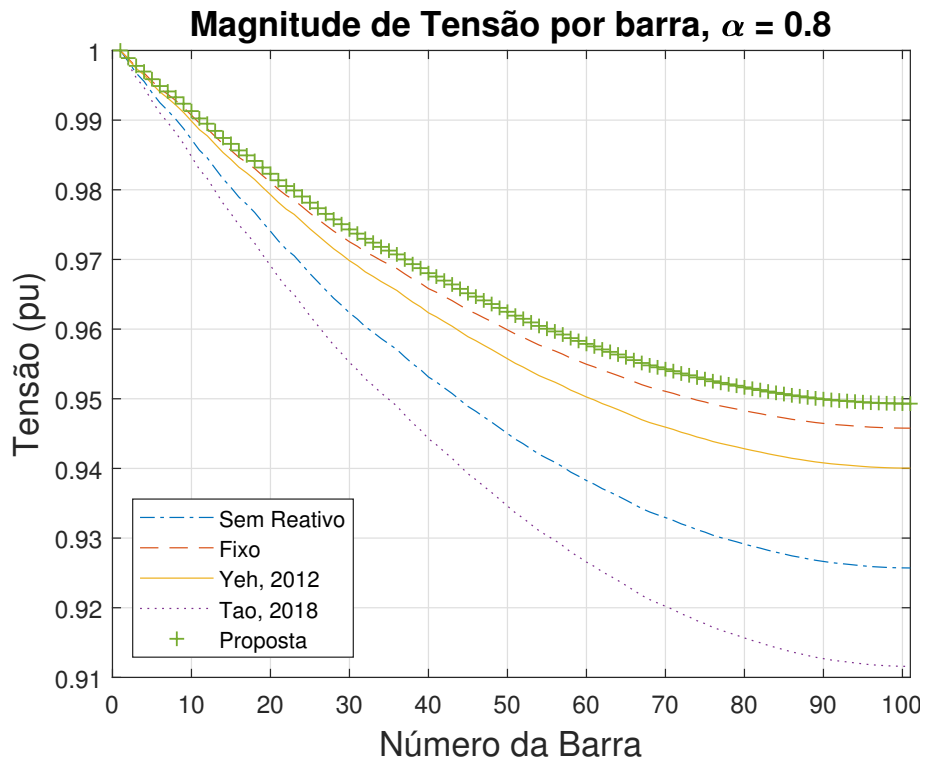


Figura 4.17 – Perfil de tensão médio para $\alpha = 0,8$, potência ativa consumida P_L de 0 kW a 30 kW e potência reativa consumida Q_L de 80% a 90% de P_L .



4.1.3 Considerações acerca da Proposta 1

Esta primeira abordagem, denominada Proposta 1, baseia-se na injeção de potência reativa de forma distribuída ao longo da rede elétrica, por meio dos inversores fotovoltaicos. A proposta foi simulada em uma rede monofásica radial, e apresentou os melhores resultados dentre os trabalhos comparados. O fator de penetração de geração distribuída na rede elétrica foi variado para testar a robustez da proposta diante de vários cenários possíveis. A injeção controlada de potência reativa contribuiu para diminuir as perdas e melhorar o perfil de tensão da rede elétrica.

No primeiro cenário, para $\alpha = 0,5$, apenas 2,47% das barras apresentaram subtensão, e o valor médio da tensão nas barras foi de 0,9707pu. Para $\alpha = 0,8$, não houve barras com subtensão utilizando o algoritmo proposto, e o valor da média de tensão foi de 0,9813pu. No cenário com fator de potência da carga menor, com Q_L variando entre 80% a 90% de P_L , houve violações de tensão com $\alpha = 0,5$, porém o algoritmo proposto ainda apresenta o melhor desempenho. Para $\alpha = 0,8$, o algoritmo proposto viola os limites de tensão apenas no final da rede, enquanto que os demais algoritmos proveem valores de tensão abaixo de 0,95pu a partir da barra 40.

Por meio dos resultados, é possível notar que a proposta obteve o perfil de tensão mais próximo a 1 pu em todas as barras, para todos os fatores de penetração considerados. Além disso, as perdas nas linhas de distribuição foram as menores utilizando a proposta deste trabalho. Sumariamente, o algoritmo da Proposta 1 de controle de potência reativa:

- Apresenta as menores perdas para α entre 0,2 e 0,8;
- É o algoritmo que viola com menor frequência as tensões nas barras;
- Possui o melhor perfil de tensão para α entre 0,2 e 0,8;
- Com um $\alpha \approx 0,4$ ou maior, garante que todas as barras possuam tensões dentro dos limites estabelecidos;
- Possui todas as FDPs estimadas com o melhor perfil de tensão, independentemente da forma que carga e os geradores fotovoltaicos estão distribuídos na rede elétrica.

4.2 Validação da Proposta 2

Nesta Seção, é realizada uma validação baseada em simulação computacional da Proposta 2 para o controle de potência reativa. Todas as simulações foram realizadas no *software* MATLAB 2019a. O desempenho dos algoritmos meta-heurísticos é comparado com os algoritmos descritos nos trabalhos de [Yeh, Gayme e Low \(2012\)](#) e [Tao et al. \(2018\)](#). Nos resultados a seguir, as nomenclaturas GA/FA (δV), GA/FA (P_{losses}) e GA/FA

(otimizado) referem-se aos resultados obtidos aplicando o Algoritmo 2 considerando os cenários de otimização 1, 2 e 3, respectivamente (Seção 3.2). O primeiro cenário concentra-se exclusivamente na minimização das perdas, o segundo cenário visa minimizar os desvios de tensão, e o terceiro cenário combina a minimização das perdas com uma restrição de desvio de tensão.

4.2.1 Parâmetros de Simulação

A Tabela 4.7 fornece um resumo dos parâmetros da rede considerados neste estudo, com base em Yeh, Gayme e Low (2012). A distância entre os barramentos é de $\ell = 100\text{m}$; a resistência da linha de distribuição entre os barramentos é de $R = 0,5\Omega/\text{km}$, e a reatância é de $X = 0,33\Omega/\text{km}$. A rede elétrica considerada é uma rede monofásica com 7,2kV, característica radial, 100 barras, além do barramento de referência. A potência aparente do inversor fotovoltaico conectado a cada barramento é definida como sendo 1,6 vezes maior do que a potência ativa gerada pelos módulos fotovoltaicos. Esse valor, semelhante ao adotado no estudo de Yeh, Gayme e Low (2012), leva em consideração a potência adicional necessária para acomodar a potência reativa gerada. Sabe-se que essa configuração específica da rede é capaz de fornecer energia para $n = 100$ barras sem geração distribuída em condições normais de operação (YEH; GAYME; LOW, 2012).

A potência ativa da carga P_j^L é gerada aleatoriamente entre 10 kW e 40 kW, utilizando uma distribuição de probabilidade uniforme. A potência reativa da carga é gerada aleatoriamente entre 80% e 90% da potência ativa. Como resultado, obtém-se um baixo fator de potência, variando entre 0,74 e 0,78. A distância entre os barramentos é fixada em 100 metros, e a potência gerada em cada barramento P_j^G é gerada aleatoriamente entre 10 kW e 40 kW, semelhante à potência da carga. O limite de desvio de tensão adotado neste estudo foi de 3%. O fator de penetração α , definido como a porcentagem de barramentos capazes de gerar energia, é definido como 0,9. Portanto, o objetivo deste estudo é avaliar o desempenho das abordagens propostas em uma rede com um impacto significativo da geração fotovoltaica.

Tabela 4.7 – Parâmetros do sistema

Parâmetros	Valor
Potência ativa da carga (P^L)	10kW - 40kW
Potência reativa da carga (Q^L)	80% - 90% de P^L
Distância entre as barras (ℓ)	100m
Número de barras (n)	100
Potência ativa gerada (P_j^G)	10kW to 40kW
Máximo desvio de tensão (ΔV)	$\delta V \leq 3\%$
Fator de Penetração (α)	90%
Potência aparente dos inversores PV (S_{inv})	$1.6 \cdot P_j^G$

Os parâmetros adotados para o GA e o FA são apresentados nas Tabelas 4.8 e 4.9, respectivamente. Esses parâmetros foram inicialmente definidos de forma arbitrária e, posteriormente, ajustados por meio de testes de tentativa e erro. No caso do algoritmo genético, o tamanho da população consiste em 10 indivíduos, e o número de gerações é definido como 100. A taxa de cruzamento diminui linearmente de 80% para 20%, pois inicialmente é preferível ter uma alta taxa de cruzamento para alcançar uma maior variabilidade genética. No entanto, isso se torna menos vantajoso nas gerações posteriores. A taxa de mutação começa em 1% e aumenta linearmente até 10%, uma vez que, nas gerações finais, é desejável introduzir mais mutações para explorar o espaço de solução e evitar mínimos locais potenciais. O tamanho do passo de mutação é definido como 0,05, o que significa que, se ocorrer uma mutação, os genes de um indivíduo podem ser alterados em até 5% do seu valor original. O elitismo foi utilizado para selecionar o melhor indivíduo a ser mantido na próxima geração (GOLDBERG, 1989). No caso do FA, uma população de 10 vaga-lumes e 100 iterações foi definida. O parâmetro de aleatoriedade foi configurado em 50%. Este parâmetro determina o movimento dos vaga-lumes, onde valores muito altos resultam em movimento completamente aleatório, e valores muito baixos limitam o movimento apenas com base no brilho dos vaga-lumes. A atratividade entre os vaga-lumes foi definida como 20%, e o coeficiente de absorção de luz pelo meio foi definido como 1. Esses valores afetam o comportamento de convergência do FA (FRANCO; FILHO; VIEIRA, 2019).

Tabela 4.8 – Parâmetros do Algoritmo Genético

Parâmetro	Valor
Tamanho da população (P_{size})	10
Gerações (G)	100
Taxa de cruzamento (p_c)	varia linearmente de 0,8 a 0,2
Taxa de mutação (p_m)	varia linearmente de 0,01 a 0,1
Passo de mutação (m_{step})	0,05 do valor
Método de seleção	Torneio
Número de genes (n_g)	100 (número de barras)
Percentual da população no torneio (τ_{GA})	70%
Elitismo	Apenas o melhor indivíduo

Tabela 4.9 – Parâmetros do Algoritmo *Firefly*

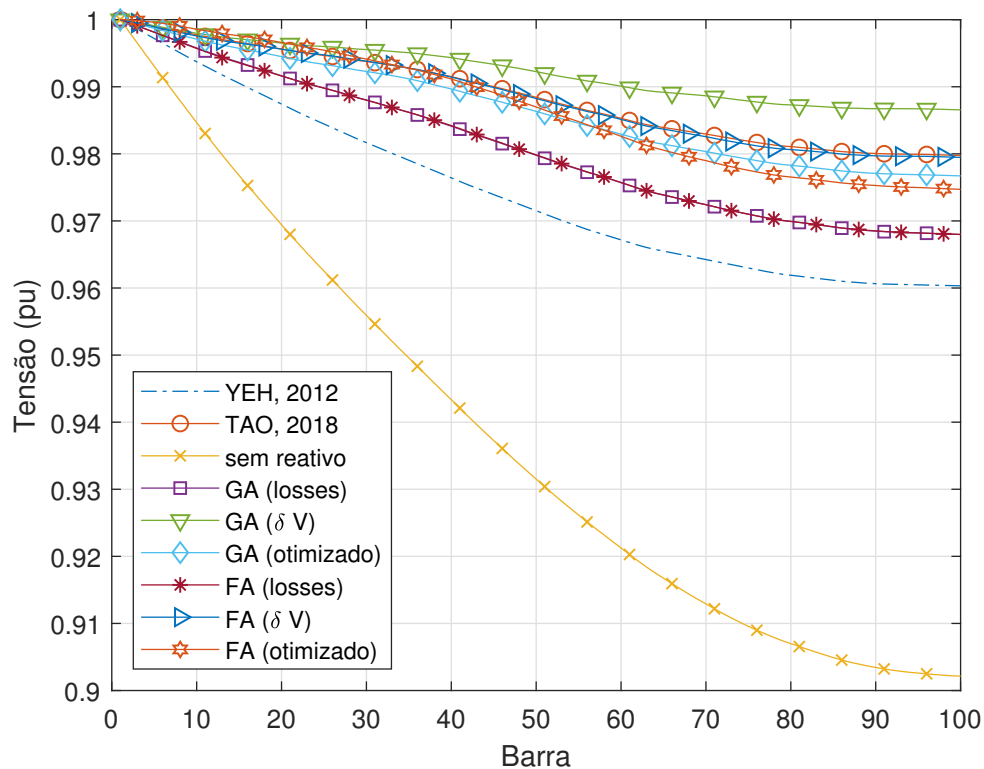
Parâmetro	Valor
Tamanho da população (P_{size})	10
Iterações (G)	100
Aleatoriedade (α_{FA})	0,5
Atração entre os vaga-lumes (β_0)	0,2
Coefficiente de absorção da luz (γ)	1

4.2.2 Resultados Obtidos

Os perfis de tensão na rede elétrica são apresentados na Figura 4.18. Pode-se observar que, sem suporte reativo, o perfil de tensão da rede diminui rapidamente ao longo da rede, atingindo níveis próximos a 0,9 pu em direção aos barramentos mais a jusante.

Cinco algoritmos obtiveram desvios de tensão abaixo de 3%: GA (δV), FA (δV), GA (otimizado), FA (otimizado) e o algoritmo de Tao et al. (2018). Entre esses algoritmos, o algoritmo GA (δV) obteve os menores desvios de tensão, fornecendo valores mais próximos de 1 pu em toda a rede. No caso otimizado, cenário 3, tanto o GA quanto o FA aderiram às restrições e não violaram os limites inferiores de tensão. No entanto, os outros algoritmos, em algum ponto da rede, forneceram tensões abaixo de 0,97 pu, violando o limite de desvio de tensão estabelecido.

Figura 4.18 – Comparação dos perfis de tensão na rede elétrica



A Figura 4.19 apresenta uma comparação das perdas elétricas por barramento para cada algoritmo. Em geral, pode-se observar que os algoritmos que visam apenas minimizar o desvio de tensão tendem a ter perdas mais elevadas, como o GA (δV). Por outro lado, os algoritmos que buscam apenas minimizar as perdas, sem considerar o perfil de tensão, alcançam os resultados mais baixos em termos de perdas. Os algoritmos no cenário 3, que minimizam as perdas enquanto aderem à restrição de desvio de tensão, produzem valores intermediários de perdas entre o cenário 1 (minimização de perdas) e o cenário 2 (minimização de desvio de tensão). A Tabela 4.10 exibe os valores totais de perdas obtidos somando todas as perdas elétricas entre os barramentos mostradas na Figura 4.19. O caso

sem potência reativa apresenta as perdas mais altas observadas e é apresentado apenas para fins de comparação. As perdas totais para os melhores casos estão próximas de 11kW, alcançadas por FA e GA no cenário 1. No entanto, neste cenário, ocorrem violações de tensão. Portanto, os algoritmos que proporcionam as menores perdas sem violar os limites de tensão são FA e GA no cenário 3, ou seja, FA (otimizado) e GA (otimizado), com perdas próximas a 15kW.

Figura 4.19 – Comparação das perdas de potência entre barra na rede elétrica

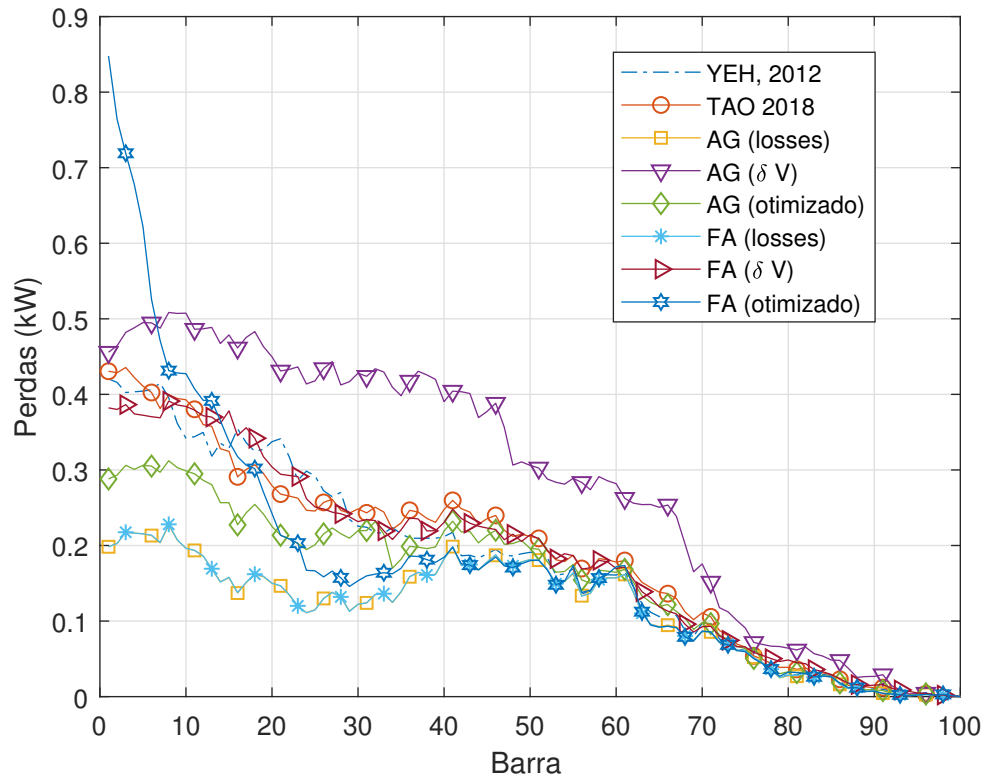


Tabela 4.10 – Perdas elétricas totais na rede (kW)

Método	Valor (kW)
sem reativo	190,367
Yeh, Gayme e Low (2012)	17,747
Tao et al. (2018)	18,690
GA (P_{losses})	11,578
GA (δV)	28,305
GA (optimized)	15,631
FA (P_{losses})	11,581
FA (δV)	18,406
FA (optimized)	15,540

Na Tabela 4.11, são apresentados os valores de potência ativa gerada no barramento de referência. É importante que esse valor seja minimizado para que a potência consumida

pela carga seja gerada o mais próximo possível dos respectivos barramentos. Os algoritmos GA e FA otimizados (cenário 3) alcançam os valores mais baixos sem violar os limites de tensão, aproximadamente 438kW.

Tabela 4.11 – Potência ativa fornecida pela barra de referência (kW)

Método	Valor (kW)
sem reativo	613,299
Yeh, Gayme e Low (2012)	440,679
Tao et al. (2018)	441,625
GA (P_{losses})	434,509
GA (δV)	551,237
GA (<i>optimized</i>)	438,563
FA (P_{losses})	434,513
FA (δV)	441,338
FA (<i>optimized</i>)	438,472

A Tabela 4.12 fornece uma comparação dos algoritmos da Proposta 2 com outros estudos em relação à utilização relativa da capacidade de potência reativa. A tabela mostra a razão entre a potência reativa total injetada pelos sistemas fotovoltaicos e a potência reativa máxima total do sistema fotovoltaico, que é limitada pela potência aparente do inversor, ou seja, $\frac{\sum_{j=1}^n Q_j^G}{\sum_{j=1}^n S_{inv, j}}$. Isso permite uma comparação entre o desempenho de tensão e as perdas com a utilização global de potência reativa. Pode-se observar que os valores mais altos ocorrem nos métodos que visam minimizar o desvio de tensão, como (TAO et al., 2018) e GA (δV). Isso ocorre devido ao fato de que a tensão é mais sensível às variações de potência reativa em comparação com as perdas, que têm uma relação mais forte com a corrente elétrica. Portanto, é necessária uma quantidade maior de potência reativa para corrigir o perfil de tensão da rede elétrica em comparação com a minimização das perdas elétricas. Os métodos propostos, GA (otimizado) e FA (otimizado), alcançam os valores mais baixos possíveis respeitando a restrição de desvio de tensão de 3%. Embora métodos como (YEH; GAYME; LOW, 2012) possam produzir valores mais baixos, os valores de tensão nesses métodos excedem os limites definidos neste estudo.

Tabela 4.12 – Razão entre Q_g e S_{inv}

Método	Valor
Yeh, Gayme e Low (2012)	0,5038
Tao et al. (2018)	0,7841
GA (P_{losses})	0,6424
GA (δV)	0,7906
GA (<i>optimized</i>)	0,7295
FA (P_{losses})	0,6443
FA (δV)	0,7681
FA (<i>optimized</i>)	0,7570

Com base nos resultados obtidos, fica evidente que a seguinte metodologia é a mais adequada em relação à injeção de potência reativa na rede por meio da geração fotovoltaica:

Algoritmo 4 Método de Injeção de Potência Reativa

GARANTA : Q_G . Solução otimizada para geração de potência reativa de acordo com a função de avaliação

- 1: **SE** (cenário 1) **ENTÃO**
 - 2: Escolha GA (P_{losses})
 - 3: **FIM SE**
 - 4: **SE** (cenário 2) **ENTÃO**
 - 5: Escolha GA (δV)
 - 6: **FIM SE**
 - 7: **SE** (cenário 3) **ENTÃO**
 - 8: Escolha FA (*optimized*)
 - 9: **FIM SE**
 - 10: **RETORNE** Q^G
-

4.2.3 Considerações acerca da Proposta 2

Esta proposta descreve uma abordagem inovadora para injetar potência reativa distribuída ao longo de uma rede elétrica com geração distribuída, utilizando inversores fotovoltaicos. O método proposto, descrito pelo Algoritmo 4, consiste na escolha do GA (δV) se as violações de tensão forem a principal preocupação. Para alcançar as menores perdas sem considerar os limites de tensão, o GA (P_{losses}) é a melhor opção. Para minimizar as perdas elétricas respeitando uma restrição de desvio de tensão de 3%, a escolha ideal é o FA (otimizado), conforme apontado pelo Algoritmo 4. Essa abordagem foi avaliada em uma rede radial e demonstrou desempenho superior em comparação com os métodos existentes. Ela alcança os objetivos especificados e oferece uma solução aprimorada para otimizar parâmetros nos sistemas de energia. A injeção controlada de potência reativa

teve um impacto positivo na minimização das perdas e no aprimoramento do perfil de tensão da rede elétrica.

4.3 Validação da Proposta 3

Nesta Seção, é realizada uma validação da Proposta 3 (LRA, VRA e CCS) de controle de potência reativa para sistemas fotovoltaicos baseada em simulação computacional de uma rede elétrica radial com geração distribuída. Todas as simulações foram conduzidas no *software* MATLAB 2019a. O desempenho do algoritmo proposto é comparado com os algoritmos descritos em Yeh, Gayme e Low (2012) e Tao et al. (2018), uma vez que, como discutido na Seção 3.3, tais métodos também possuem uma abordagem analítica.

4.3.1 Parâmetros de Simulação

A Tabela 4.13 fornece um resumo dos parâmetros da rede elétrica considerada neste estudo, os quais são baseados no trabalho de Yeh, Gayme e Low (2012).

Tabela 4.13 – Parâmetros do Sistema

Parâmetros	Valor
P^L	10kW - 150kW
ρ	80% - 90%
Q^L	$\rho \cdot P^L$
ℓ	100m
n	100
P^G	0kW - 130kW
V_{min}	0.95
V_{max}	1.03
R	0,5 Ω/km
X	0,33 Ω/km
α	90%
ε	0,03%
t_{sample}	1 min
T	1440 min

A distância entre as barras é definida como $\ell = 100m$; a resistência da linha de distribuição é $R = 0,5\Omega/km$, e sua reatância é $X = 0,33\Omega/km$. A rede elétrica considerada nesta seção é uma rede rural monofásica com 7,2 kV, de características radiais e 100 barras, além do barramento de referência. Sabe-se que essa configuração específica da rede é capaz de fornecer energia para $n = 100$ barras sem penetração de geração distribuída em condições normais de operação (YEH; GAYME; LOW, 2012). A potência real da carga P_j^L em cada barra segue uma curva de carga gerada aleatoriamente por meio da ferramenta descrita em Sandels, Widén e Nordström (2014), variando aproximadamente entre 10 kW

e 150 kW, com valores médios em torno de 30 kW. A potência reativa da carga é gerada aleatoriamente como um valor entre 80% e 90% de sua potência ativa. Consequentemente, são considerados fatores de potência baixos, variando entre 0,74 e 0,78. A potência gerada em cada barramento P_j^G segue o perfil de irradiância de cada barramento, variando entre 0 kW e 130 kW. Esses valores de irradiância foram amostrados na cidade de Goiânia-GO, Brasil. As curvas de geração seguem os perfis de irradiância registrados em [Marra e Pimentel \(2020\)](#) de janeiro a março de 2020. Cada barra possui uma curva de carga e uma curva de geração independentes, ou seja, dados distintos foram empregados para cada barramento. Assim, existem n curvas de geração e n curvas de carga. O tempo total considerado na simulação é $T = 1440$ minutos, e a taxa de amostragem é $t_{sample} = 1$ minuto. Os limites aceitáveis de desvio de tensão adotados neste estudo foram 5% para baixo e 3% para cima do valor nominal, ou seja, $V_{min} = 0,95$ e $V_{max} = 1,03$ ([DISTRIBUIÇÃO, 2010](#)). O fator de penetração, definido como a porcentagem de barramentos capazes de gerar energia solar fotovoltaica, foi fixado em 90%. O parâmetro ε , do algoritmo VRA, foi definido em 0,03%. Nesse sentido, o objetivo desta seção é avaliar o desempenho das abordagens descritas na Proposta 3 (Seção 3.3) em uma rede com significativa geração fotovoltaica distribuída.

4.3.2 Métricas de Avaliação

Para avaliar e comparar o desempenho da rede elétrica sob diferentes algoritmos de controle de potência reativa, algumas métricas são estabelecidas. A primeira delas é a raiz quadrada do erro quadrático médio (RMSE, do inglês *root mean square error*) das tensões das barras. A Equação 4.5 apresenta o RMSE, que quantifica a variação da tensão ao longo do tempo em relação à tensão nominal da rede. Valores baixos de RMSE indicam valores de tensão na rede mais próximos do valor nominal.

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{nT} \sum_{j=1}^n \sum_{t=1}^T (V_{nominal} - V_j(t))^2} \quad (4.5)$$

onde $V_j(t)$ é a tensão na barra j no instante de tempo t .

A Equação 4.6 define a Duração Equivalente de Violação de Tensão (VVED, do inglês *Voltage Violation Equivalent Duration*). Ela mede a duração média dos eventos de violação de tensão que ocorreram em toda a rede elétrica.

$$\text{VVED} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \sum_{t=1}^T \tau_j(t) \quad (4.6)$$

onde $\tau_j(t)$ denota o intervalo de tempo discreto durante o qual ocorreu a violação de tensão no barramento j e pode ser calculado em cada instante de tempo de acordo com a Equação 4.7:

$$\tau_j(t) = \begin{cases} 0 & \text{se } V_{min} \leq V_j(t) \leq V_{max} \\ t_{sample} & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.7)$$

A Frequência Equivalente de Violação de Tensão (VVEF, do inglês *Voltage Violation Equivalent Frequency*) é definida como o número médio de eventos de violação de tensão durante todo o período de observação. Pode ser calculada como:

$$VVEF = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \sum_{t=1}^T \varphi_j(t) \quad (4.8)$$

onde $\varphi_j(t)$ é uma variável binária que assume o valor 0 se a tensão no barramento j estiver dentro dos limites aceitáveis no instante t e assume o valor 1 apenas se a tensão no barramento j estiver dentro dos limites no instante $t - 1$ e ultrapassar os limites no instante t (ou seja, ocorre um novo evento de violação de tensão). Em resumo, $\varphi_j(t)$ pode ser calculado usando as Equações 4.9 e 4.10, onde a variável $\nu_j(t)$ serve como uma *flag*, indicando se o barramento j violou os limites de tensão no instante t ou não.

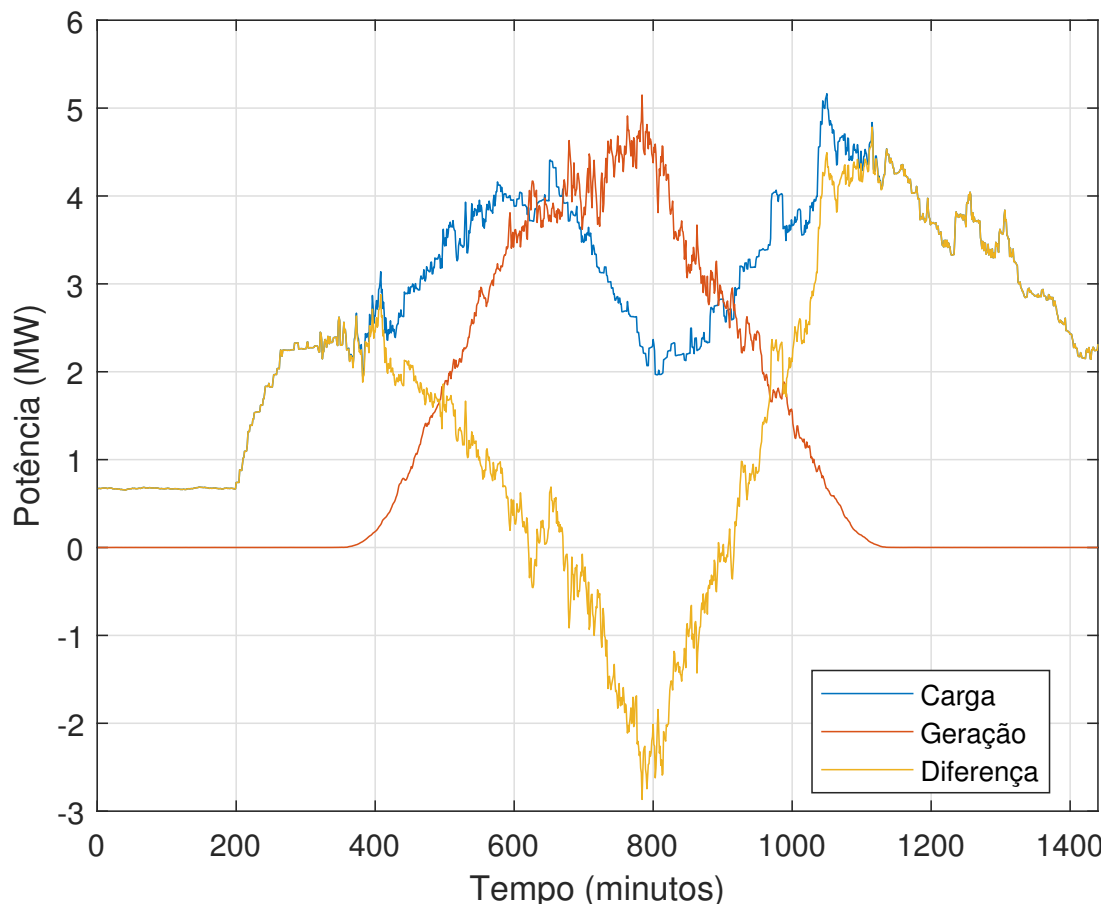
$$\varphi_j(t) = \begin{cases} 1 & \text{se } \nu_j(t) = 1 \quad \text{and} \quad \nu_j(t - 1) = 0 \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.9)$$

$$\nu_j(t) = \begin{cases} 1 & \text{se } V_j(t) > V_{max} \quad \text{or} \quad V_j(t) < V_{min} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.10)$$

4.3.3 Resultados Obtidos

Para maior clareza, inicialmente, na Figura 4.20, são apresentadas as curvas de carga, geração fotovoltaica e da potência líquida total do sistema ao longo do intervalo de tempo T . Mais precisamente, essas curvas representam as somas de demanda de potência ativa, geração e diferença líquida em todas as barras.

Figura 4.20 – Comparação da potência ativa total da carga e da geração distribuída na rede elétrica



É notável que a curva de geração, em laranja, exibe valores menores no início e no final do dia, pois está alinhada aos perfis de irradiância solar. Uma tendência de crescimento é observada a partir do minuto 400, atingindo o pico por volta do minuto 800. A partir desse ponto, os valores da curva de geração diminuem, visto que os níveis de irradiância durante esse período do dia também começam a diminuir. Por outro lado, a curva de carga apresenta dois picos ao longo do dia, um no minuto 600 e outro no minuto 1100, com um vale entre eles por volta do minuto 800. A curva amarela representa a diferença entre a soma das cargas e a soma da geração nas barras, de modo que, para valores positivos, a carga ultrapassa a geração, e o barramento de referência deve compensar a diferença de potência. Por outro lado, para valores negativos, a geração supera a carga, e o barramento de referência deve absorver essa diferença de potência. Pode-se observar que por volta do minuto 800, existe um pico negativo, indicando o momento de maior disparidade entre geração e carga, caracterizando um excesso na geração. Por outro lado, por volta do minuto 1100, surge um pico positivo, representando o momento de maior diferença entre carga e geração.

As Figuras 4.21 e 4.22 apresentam os perfis de tensão obtidos com diferentes algoritmos nos dois momentos mais críticos em termos de operação da rede, ou seja, nos

instantes em que ocorrem picos positivos e negativos na potência líquida total do sistema. A Figura 4.21 exibe os perfis de tensão no minuto 784, durante o pico de geração fotovoltaica. Nesse cenário, é esperada a ocorrência de sobretensões em toda a rede. De fato, os perfis de tensão sem suporte de potência reativa (denotados como *no VAR*) e o método de Tao et al. (2018) apresentam valores de sobretensão próximos a 3%, com valores mais altos nos barramentos a jusante. Nota-se que o método proposto CCS provê um perfil de tensão com desvios abaixo de 1%, obtendo a curva de tensão mais próxima do valor nominal de 1pu entre os métodos comparados. Por outro lado, a Figura 4.22 ilustra os perfis de tensão no minuto 1115, em que ocorre um pico de carga. Nesse caso, são esperadas subtensões ao longo da rede, as quais são de fato observadas na Figura 4.22. Ao comparar o desempenho de outros métodos com o CCS, é evidente que o CCS resulta nos menores desvios de tensão durante o pico de carga. De fato, destaca-se como o único método que mantém a magnitude da tensão acima de 0,96 pu a partir da barra 60 em diante.

Figura 4.21 – Perfil de tensão para o minuto 784 (máxima geração e mínima carga)

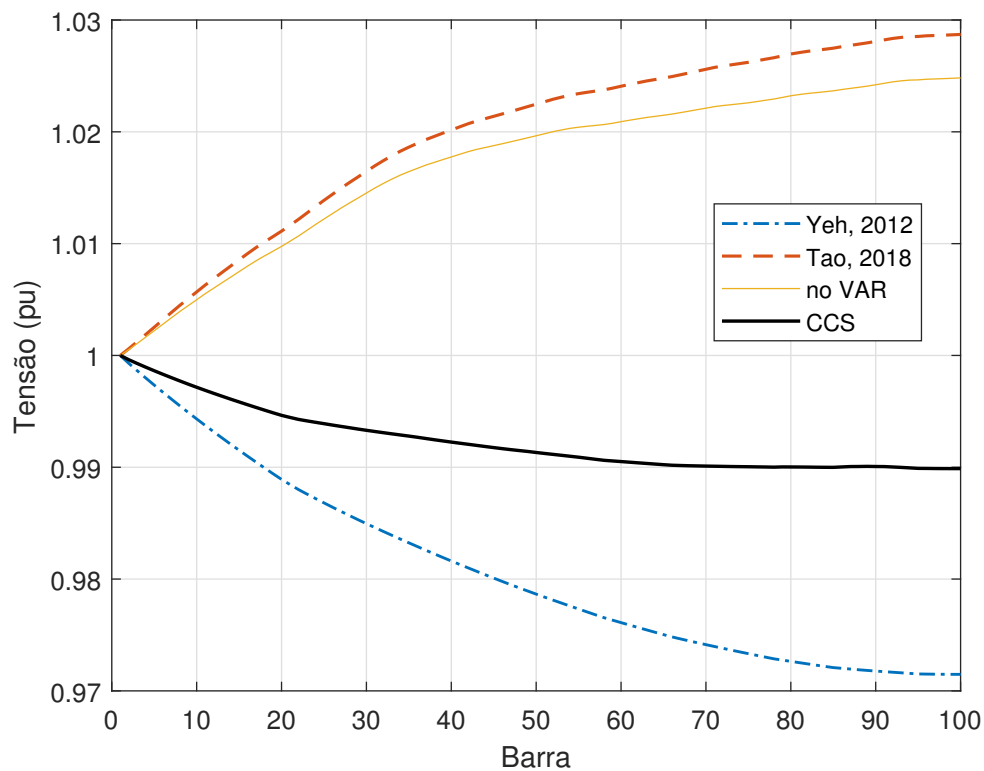
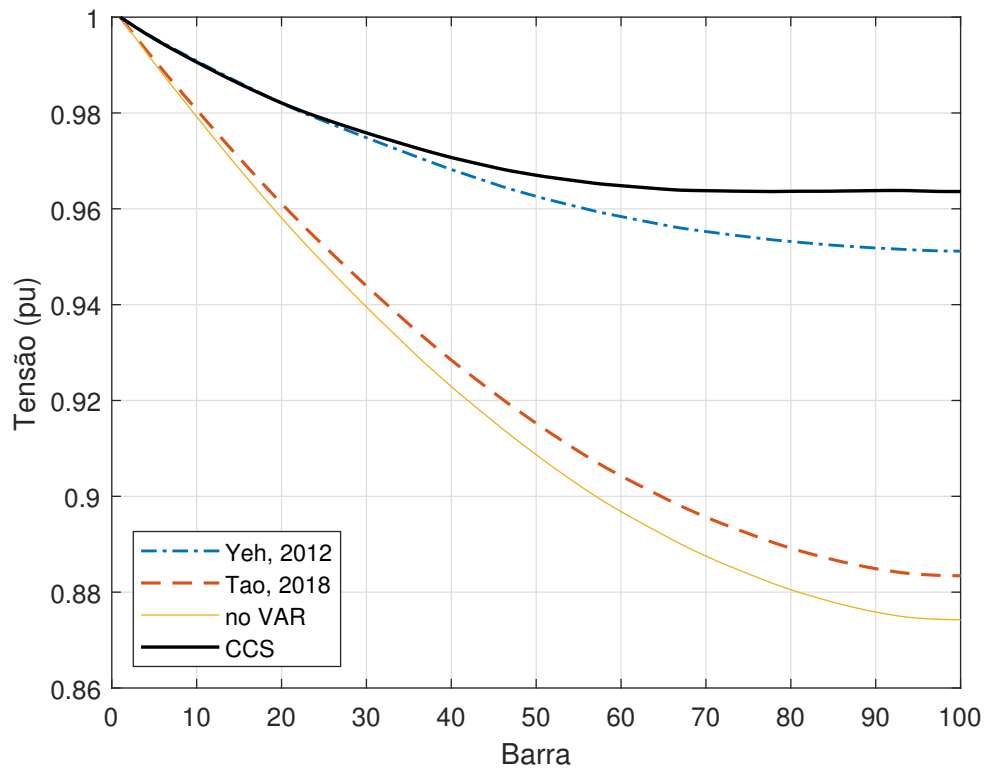
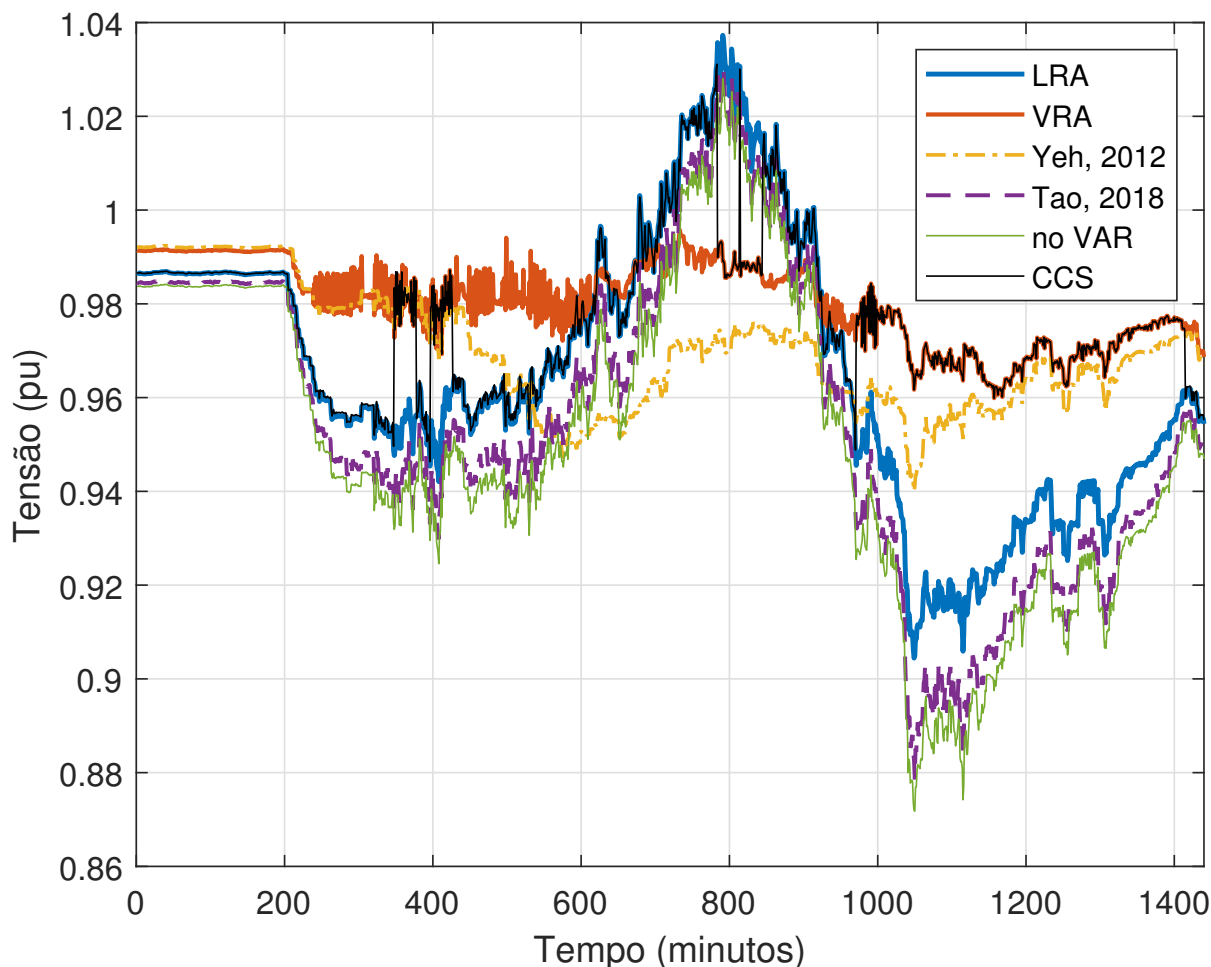


Figura 4.22 – Perfil de tensão para o minuto 1115 (mínima geração e máxima carga)



Para realizar uma análise mais aprofundada, na Figura 4.23 são apresentadas as curvas de tensão na Barra 100 ao longo do tempo. A escolha desta barra se justifica pela ocorrência da maior variação de tensão, tornando-a a barra mais crítica na rede elétrica. Adicionalmente, também são traçadas as curvas de tensão com o uso isolado do LRA e do VRA para comparações suplementares. Observa-se que a curva CCS tende a seguir a curva LRA, evidenciando a priorização do CCS na redução de perdas, desde que não ocorram violações de tensão. Por volta do minuto 400, identificam-se duas instâncias de violações de tensão, durante as quais a curva CCS alterna para seguir a curva do VRA; outra ocorrência se verifica em torno do minuto 800. Desta forma, constata-se que o CCS é capaz de alternar de forma adequada entre LRA e VRA quando a rede torna-se propensa a sobretensões ocasionadas pela geração distribuída fotovoltaica.

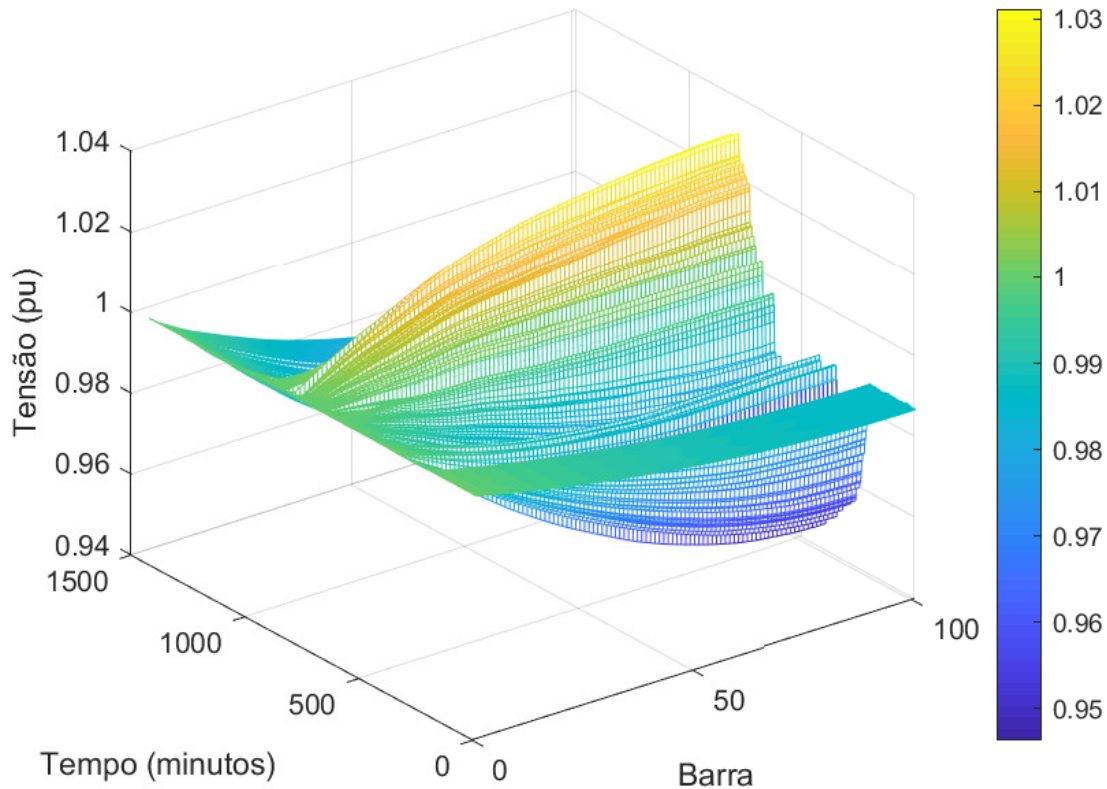
Figura 4.23 – Comparação dos valores de tensão na barra 100 ao longo do dia



A partir do minuto 1000, diversas curvas apresentam subtensões devido ao pico de carga. Alguns métodos, como *no VAR*, LRA e Tao et al. (2018), proveem valores de tensão ligeiramente abaixo da tensão nominal, próximos a 0,90 pu. Nos dois últimos métodos mencionados, isso claramente decorre da priorização da redução de perdas em detrimento de uma regulação adequada de tensão. Por outro lado, é evidente que Tao et al. (2018) e o método proposto CCS proporcionam uma regulação de tensão mais eficaz. Além disso, observa-se que o CCS é o método com melhor desempenho, uma vez que é o que mantém a tensão mais próxima de 1 pu durante o pico de carga.

A Figura 4.24 apresenta a superfície gerada pelos valores de magnitude de tensão em cada barra ao longo do tempo usando o método CCS. Conforme esperado, há uma tendência de a tensão diminuir à medida que se afasta das barras iniciais e se aproxima das últimas barras. Essa tendência se inverte durante os períodos de maior irradiância, que ocorrem por volta do meio-dia, onde há uma tendência para o aumento da magnitude de tensão. Também é notável que as barras iniciais, mais próximas à barra 0, apresentam uma menor variação na magnitude de tensão ao longo do dia em comparação com as barras próximas à barra 100, onde os valores de tensão apresentam flutuações mais significativas.

Figura 4.24 – Superfície gerada pelos valores de tensão por barra ao longo do dia usando o algoritmo CCS



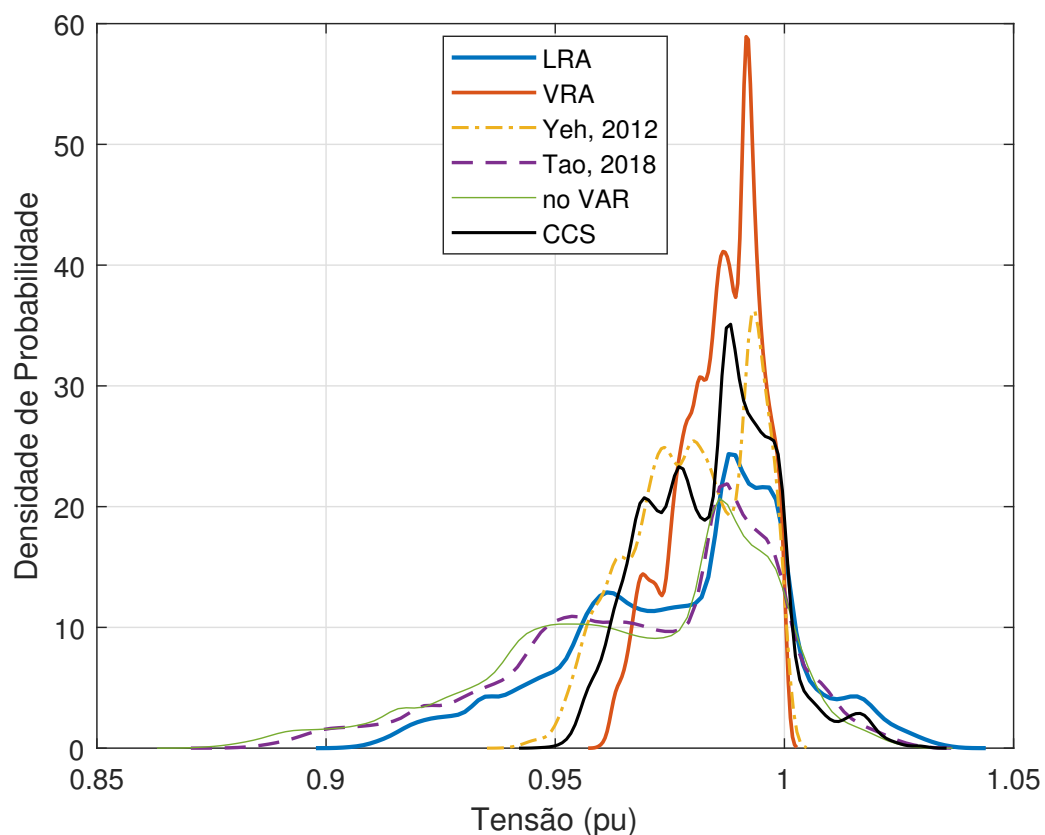
A Tabela 4.14 apresenta uma comparação dos parâmetros de qualidade de tensão definidos na Seção 4.3.2. É evidente que o VRA possui os valores mais baixos, tornando-se assim o melhor indicador de qualidade de tensão. Logo em seguida está o CCS, que exibe parâmetros próximos aos do VRA. O CCS demonstra indicadores satisfatórios de tensão e, em contraste com o VRA, também reduz significativamente os valores de perdas elétricas (ver Tabela 4.15). O valor de VVED, utilizando o CCS, indica que cada barra na rede elétrica violou os níveis de tensão pré-estabelecidos (dentro de $\pm 3\%$) por apenas 0,72 minutos dos 1440 minutos totais em um dia, um valor notavelmente pequeno.

Tabela 4.14 – Comparação dos parâmetros de qualidade de tensão

Método	RMSE	VVED (minutos)	VVEF
Yeh, Gayme e Low (2012)	2,3%	8,30	0,89
Tao et al. (2018)	4,0%	329,22	10,45
No VAR	4,3%	387,01	8,90
LRA	3,2%	199,29	6,67
VRA	1,7%	0,00	0,00
CCS	2,1%	0,72	0,72

A Figura 4.25 apresenta as curvas estimadas da função de densidade de probabilidade dos valores de tensão nas barras ao longo do dia para cada método. Nota-se que o VRA exibe uma distribuição mais centralizada em torno de 1 pu do que outros métodos. O CCS apresenta uma FDP próxima ao VRA, com valores de desvio de tensão ligeiramente superiores. Os outros métodos não garantem que os valores de tensão em todos os barramentos ao longo do dia estejam concentrados em torno do valor nominal, tornando-os mais propensos a subtensões ou sobretensões. Observa-se que o VRA possui todos os valores dentro da faixa de tensão ideal considerada neste trabalho, ou seja, entre 0,95 pu e 1,03 pu.

Figura 4.25 – Função de densidade de probabilidade da magnitude de tensão



As curvas das perdas de potência ativa ao longo do dia, por método, são apresentadas na Figura 4.26. Para uma melhor visualização, uma escala logarítmica foi utilizada no eixo Y. A curva do algoritmo CCS tende a seguir a curva do LRA, que visa minimizar as perdas elétricas tanto quanto possível sem violar limites de tensão. Os pontos em que a curva muda para seguir a VRA, como próximo ao minuto 800, são instâncias em que ocorreram violações de tensão superiores a 3%. Nesses momentos, o algoritmo de injeção de potência reativa foi ajustado para focar na atenuação das violações de tensão. Quando os níveis de tensão permanecem dentro da faixa esperada, o algoritmo retorna ao objetivo de reduzir as perdas elétricas. Ao comparar o desempenho do algoritmo CCS com outros métodos, percebe-se que o CCS reduz significativamente as perdas na rede elétrica. Ele

é superado apenas pelo LRA, como pode ser observado nas perdas médias listadas na Tabela 4.15. No entanto, o LRA fornece perfis de tensão com métricas significativamente piores em comparação com o CCS, conforme observado na Tabela 4.14.

Figura 4.26 – Comparação das perdas elétricas ao longo do dia

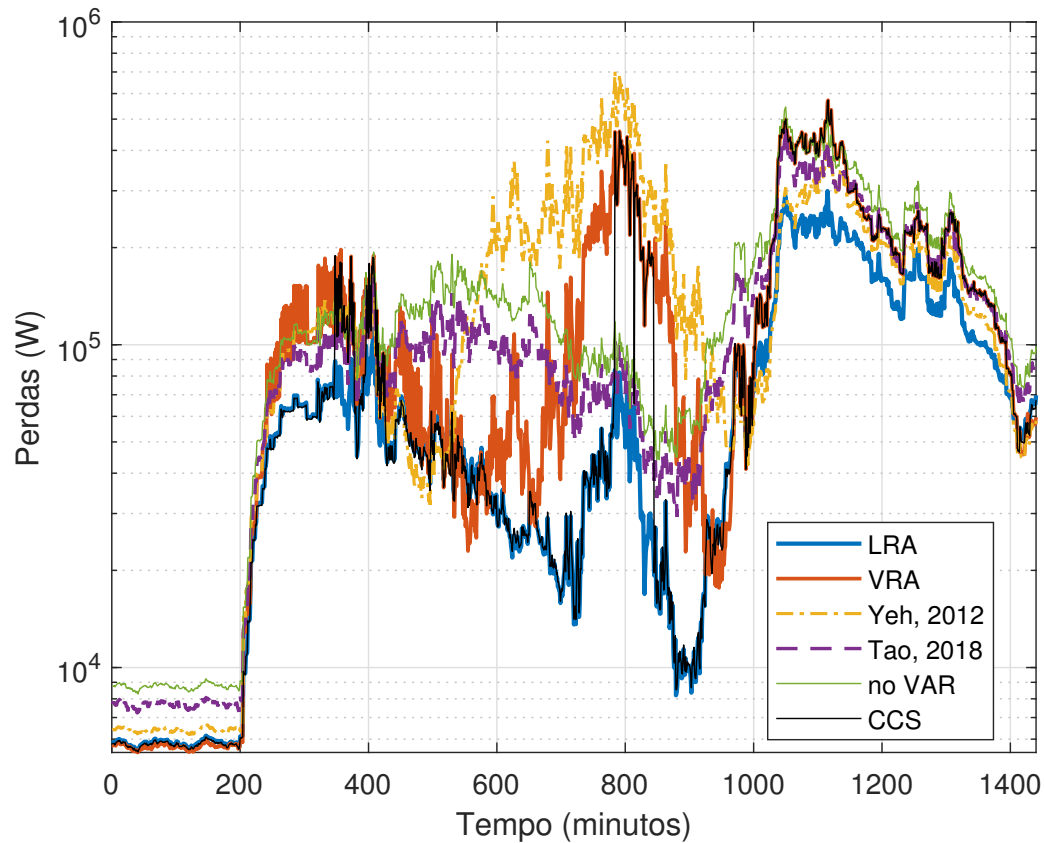


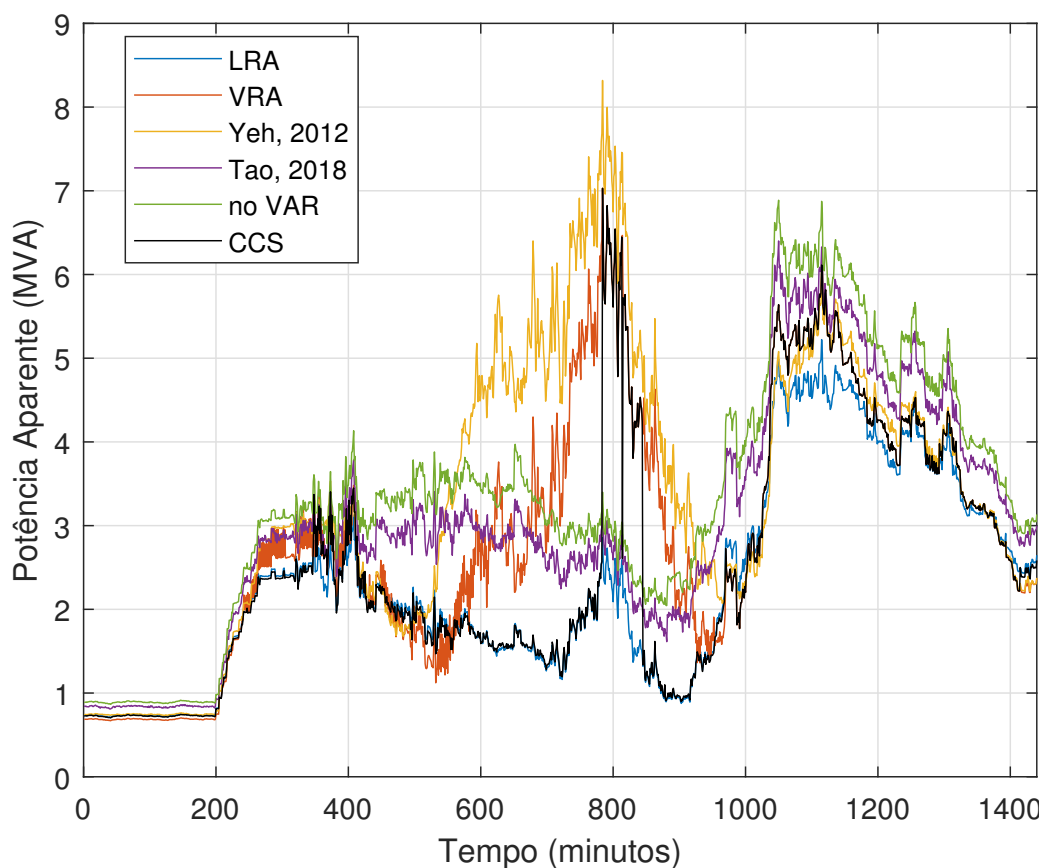
Tabela 4.15 – Comparação das perdas médias e da potência aparente média na barra de referência (S_{slack})

Método	Perdas (kW)	S_{slack} (MVA)
Yeh, Gayme e Low (2012)	153,0252	3,3598
Tao et al. (2018)	116,6971	3,0140
No VAR	142,8509	3,3307
LRA	71,8492	2,3086
VRA	129,5330	2,8988
CCS	109,0320	2,5125

Uma das vantagens da injeção distribuída de potência reativa na rede elétrica, além de reduzir as perdas e ajustar o perfil de tensão, é a diminuição da potência aparente fornecida pelo barramento de referência, aliviando o estresse na rede durante certos momentos do dia, como apresentado na Figura 4.27. Comparando a curva CCS proposta neste trabalho com a curva *no VAR*, há uma redução significativa na demanda de potência do barramento de referência ao utilizar o algoritmo proposto. Isso pode ser observado

claramente na Tabela 4.15, que exibe a potência aparente média fornecida pela barra de referência ao longo do dia. Embora o CCS não forneça o valor mais baixo (LRA obtém 2,3086 MVA em comparação com o 2,5125 MVA do CCS), ele equilibra de forma eficiente o compromisso entre reduzir as perdas elétricas e regular o perfil de tensão. Apesar do LRA ter alcançado valores mais baixos de perdas, ele provê parâmetros de qualidade de tensão inferior comparado ao CCS, com ocorrências significativas de subtensão durante o pico de carga e sobretensões durante o pico de geração fotovoltaica.

Figura 4.27 – Potência aparente gerada na barra de referência ao longo do dia



4.3.4 Considerações acerca da Proposta 3

A terceira proposta descrita nesta Tese apresenta uma abordagem inovadora para a injeção de potência reativa distribuída ao longo de uma rede elétrica com geração distribuída por meio de inversores fotovoltaicos. O método proposto consiste na escolha do algoritmo VRA se violações de tensão forem a principal preocupação. Para alcançar as menores perdas, sem considerar limites de tensão, aplica-se o LRA. Para minimizar as perdas elétricas enquanto se mantém com uma restrição de desvio de tensão de 3%, a escolha ideal é a proposta CCS. O LRA obteve aproximadamente 71 kW de perdas, enquanto o CCS alcançou 109 kW. Outros métodos resultaram em perdas significativamente superiores. Em relação aos indicadores de tensão, tanto o VRA quanto o CCS apresentaram desempenho satisfatório. O VRA alcançou um RMSE de 1,7%, enquanto o CCS obteve

2,1%. A abordagem proposta foi avaliada em uma rede elétrica radial e demonstrou eficácia superior em termos de perdas elétricas e perfil de tensão, em contraste com outras técnicas estabelecidas na literatura. Ela alcança adequadamente os objetivos designados e proporciona uma solução aprimorada para a otimização do sistema de energia. O controle de potência reativa gerou resultados favoráveis ao reduzir as perdas e aprimorar a distribuição de tensão na rede elétrica.

4.4 Comparação entre as Propostas

Nesta Seção, é realizada uma comparação dos desempenhos das Propostas 1, 2 e 3 apresentadas nesta Tese. Os parâmetros do sistema elétrico utilizados nos resultados das simulações desta Seção, assim como o cenário de simulação, são idênticos aos utilizados na Seção 4.3. De forma similar, os parâmetros dos algoritmos meta-heurísticos da Proposta 2 são idênticos aos utilizados na Seção 4.2.

A Tabela 4.16 apresenta os valores de RMSE, VVED e VVEF para as Propostas 1, 2 e 3. Destacam-se os métodos CCS e LRA, com os menores valores obtidos. A Figura 4.28 apresenta os valores de tensão na barra 100 ao longo do dia. As Figuras 4.29 e 4.30 apresentam os perfis de tensão nas barras em dois momentos críticos. No minuto 784 ocorre a máxima geração e mínima carga, de forma que há uma maior ocorrência de sobretensões. No minuto 1115 ocorre a máxima carga e mínima geração, de forma que há uma maior ocorrência de subtensões. Os métodos CCS e VRA destacam-se neste momento, apresentando os valores de tensão mais próximos dos valores nominais em todas as barras. A Figura 4.31 apresenta as funções de densidade de probabilidade dos valores de tensão. Visualmente, é possível afirmar que os métodos VRA e GA (δV) apresentam uma maior concentração de valores próximos a 1pu do que os outros métodos.

Tabela 4.16 – Comparação dos parâmetros RMSE, VVED e VVEF obtidos pelas propostas deste trabalho

Proposta	Método	RMSE	VVED (minutos)	VVEF
Proposta 1	Equação 3.1	4,24%	368,73	11,29
Proposta 2	GA (P_{losses})	2,73%	133,72	6,16
	GA (δV)	2,13%	67,17	13,08
	GA (<i>optimized</i>)	2,54%	108,00	6,01
	FA (P_{losses})	2,33%	205,18	31,56
	FA (δV)	2,30%	224,79	24,39
Proposta 3	FA (<i>optimized</i>)	2,30%	206,42	30,54
	LRA	3,25%	199,29	6,67
	VRA	1,74%	0,00	0,00
	CCS	2,11%	0,72	0,72

Figura 4.28 – Comparação dos valores de tensão na barra 100 ao longo do dia

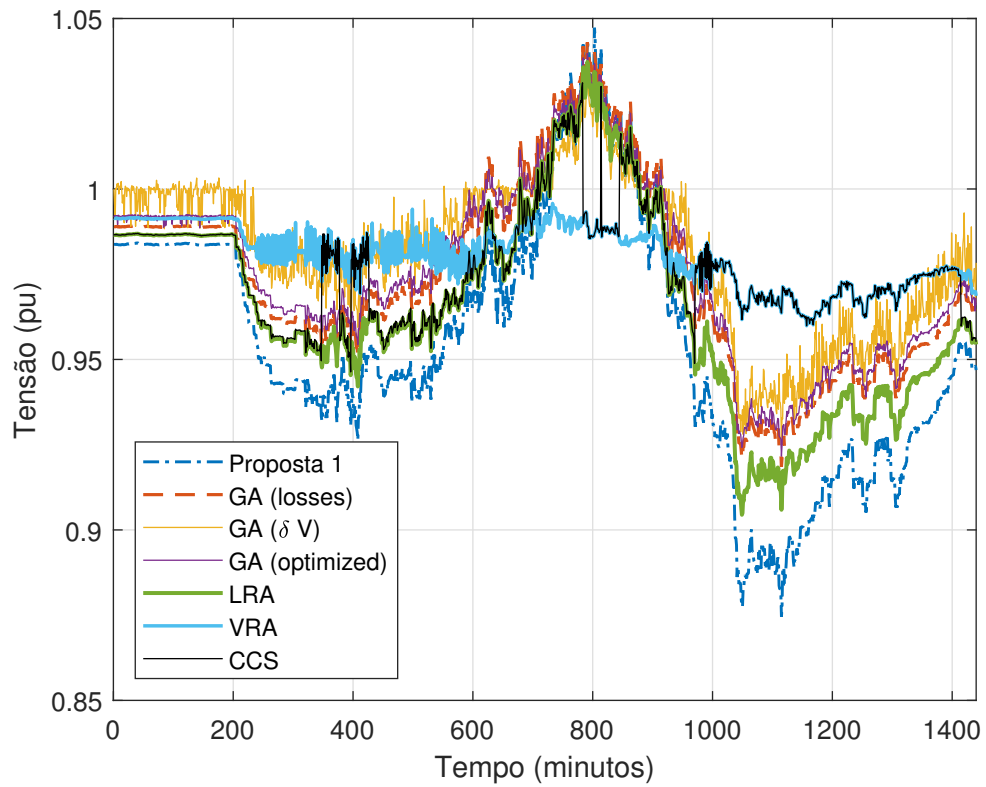


Figura 4.29 – Comparação dos perfis de tensão da rede no instante 784 min (máxima geração e mínima carga)

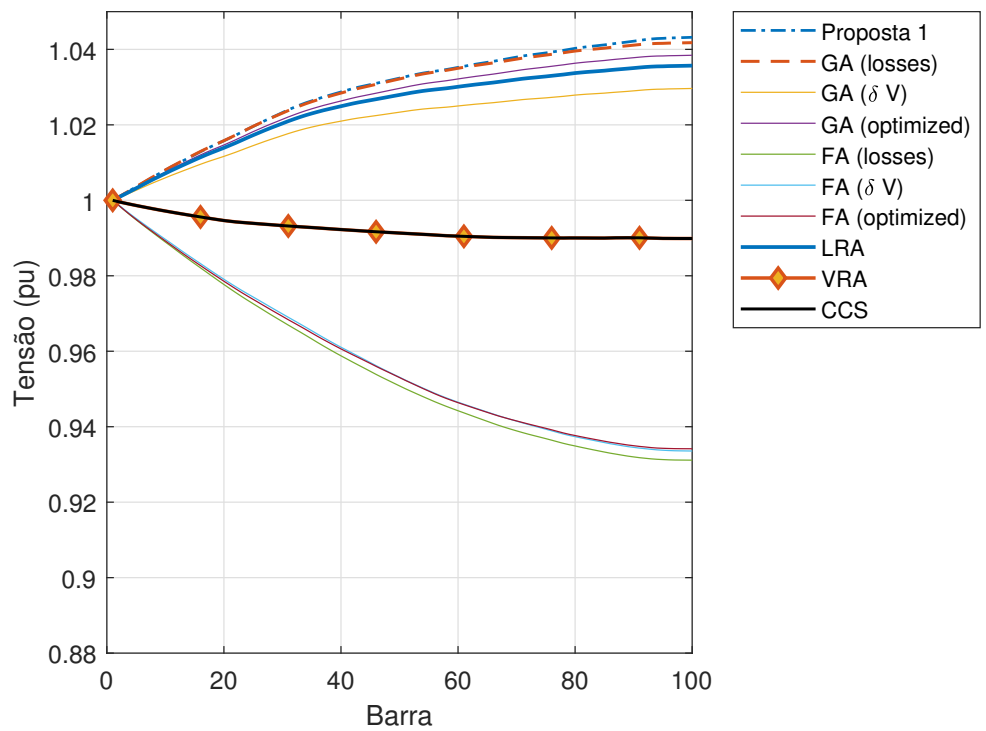


Figura 4.30 – Comparação dos perfis de tensão da rede no instante 1115 min (mínima geração e máxima carga)

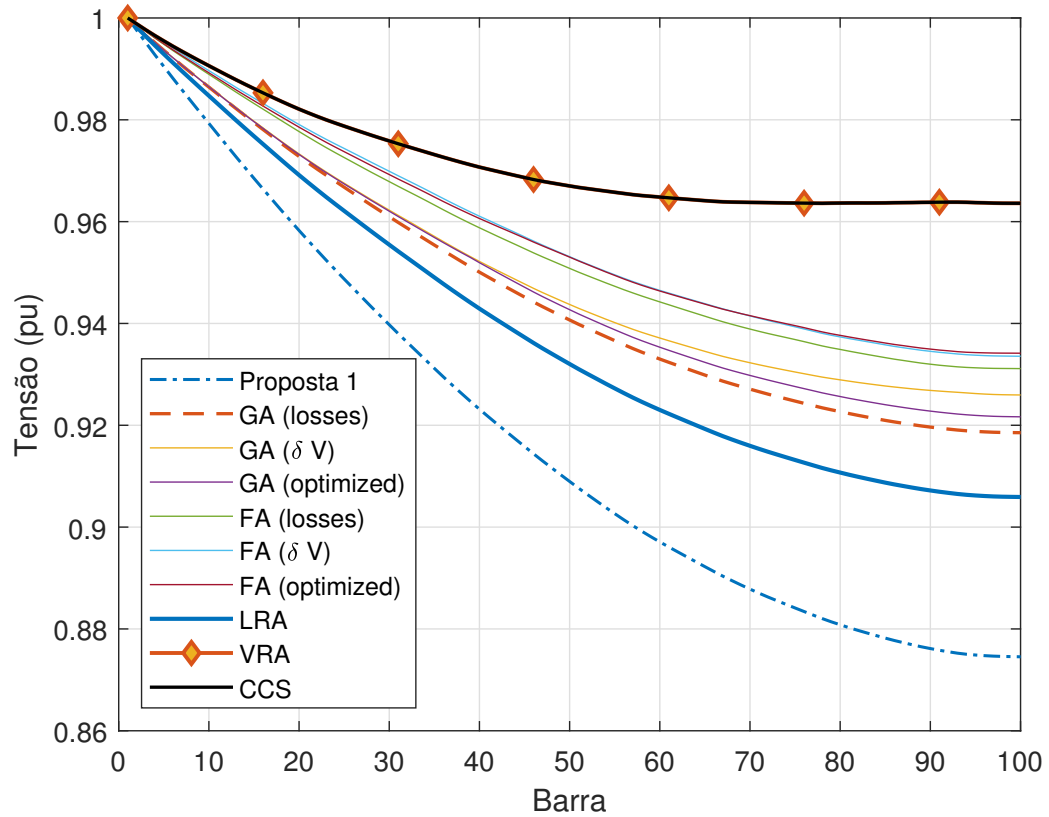
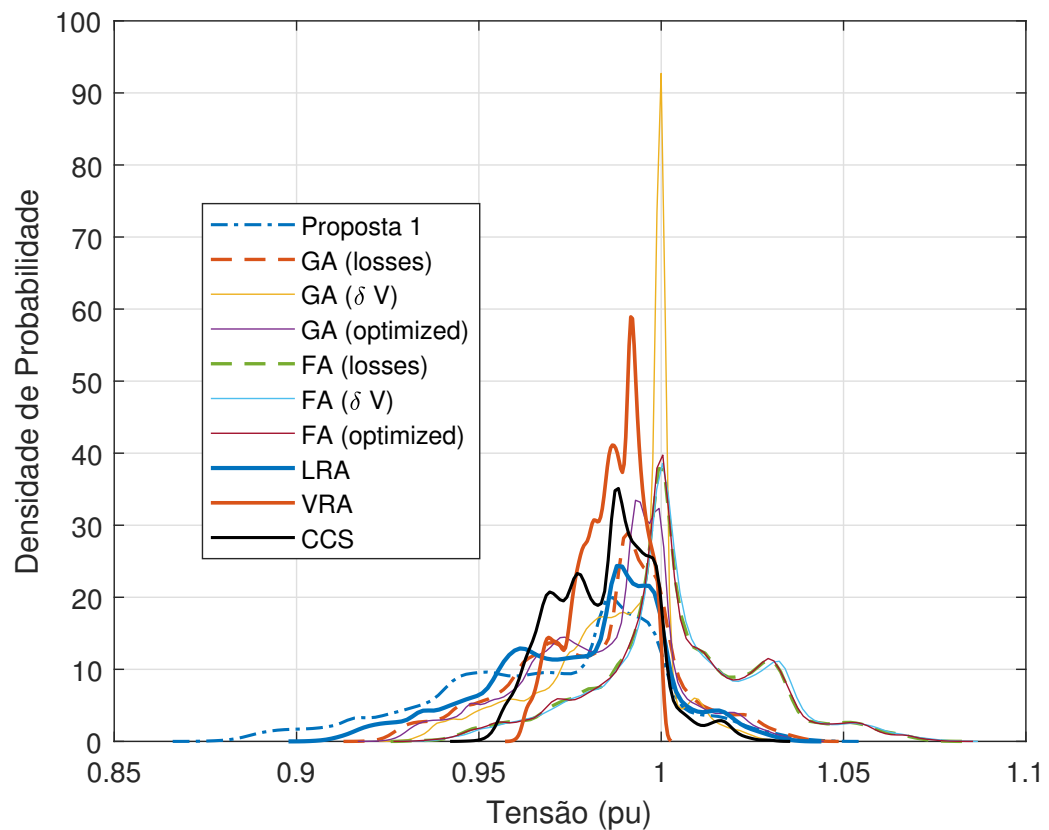


Figura 4.31 – Comparação das funções de densidade de probabilidade das magnitudes de tensões

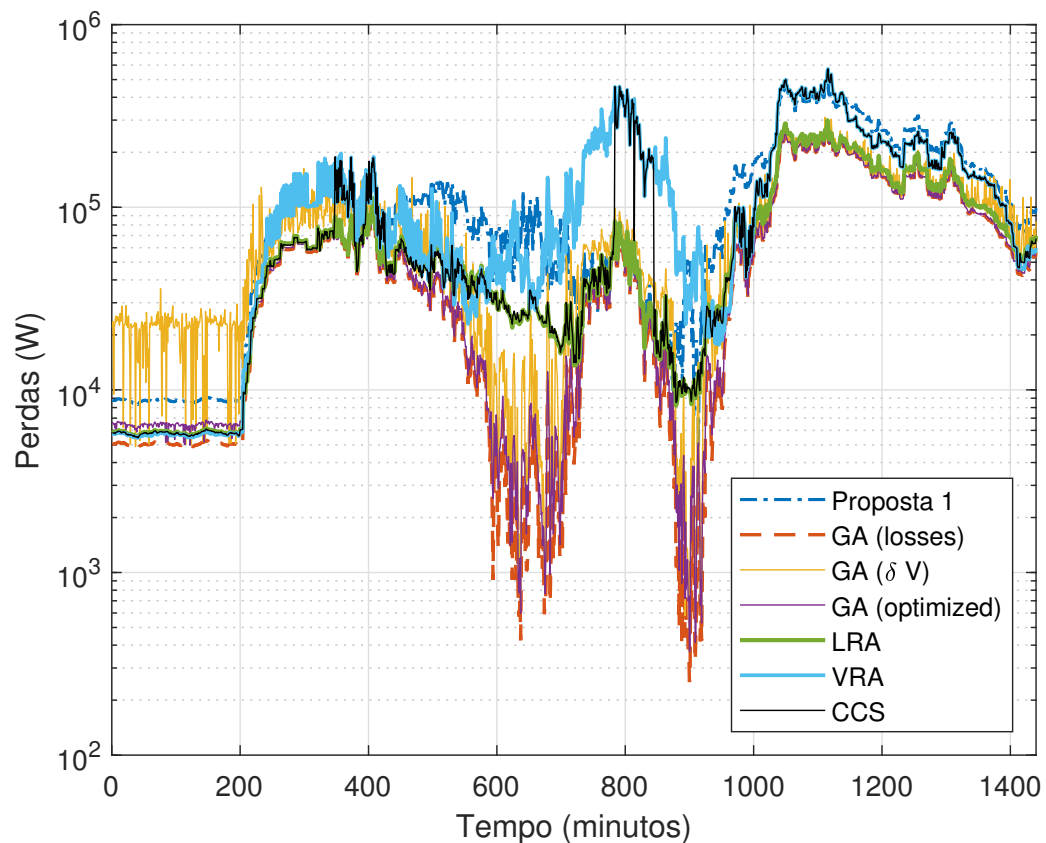


A Tabela 4.17 apresenta uma comparação dos valores das perdas ao longo do dia. As perdas totais são representadas pela quantidade total de energia perdida ao longo do dia. Os métodos GA (P_{losses}), GA (*optimized*) e LRA apresentam as menores perdas, com 1,45MWh, 1,48MWh e 1,72MWh respectivamente. A Figura 4.32 apresenta as variações dos valores das perdas ao longo do dia.

Tabela 4.17 – Comparação das perdas na rede elétrica obtidas pelas propostas deste trabalho

Proposta	Método	Perdas			
		Total (MWh)	Média (kW)	Máxima (kW)	Mínima (kW)
Proposta 1	Equação 3.1	2,94	122,61	516,13	4,74
Proposta 2	GA (P_{losses})	1,45	60,48	279,01	0,25
	GA (δV)	1,90	79,42	310,53	0,45
	GA (<i>optimized</i>)	1,48	61,93	280,94	0,37
	FA (P_{losses})	5,24	218,34	417,08	32,29
	FA (δV)	5,59	232,96	447,17	50,25
	FA (<i>optimized</i>)	5,23	218,05	426,26	42,84
Proposta 3	LRA	1,72	71,85	299,38	5,52
	VRA	3,10	129,53	572,36	5,45
	CCS	2,61	109,03	572,36	5,46

Figura 4.32 – Comparação das perdas elétricas ao longo do dia

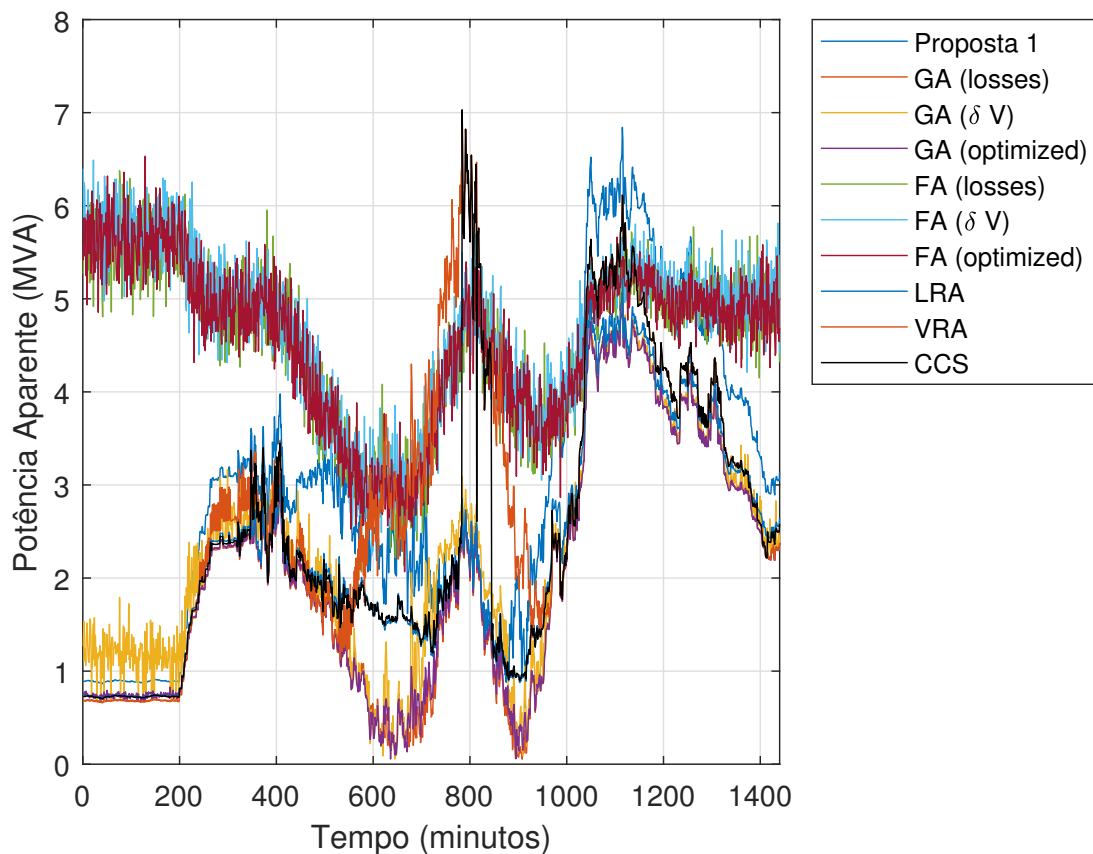


Os valores da potência aparente na barra de referência são apresentados na Tabela 4.18 e na Figura 4.33. Observa-se que os métodos GA (P_{losses}) e GA (*optimized*) apresentam os menores valores médios. Um destaque negativo são os métodos FA, que apresentam os valores mais altos entre todos os métodos.

Tabela 4.18 – Comparação da potência aparente na barra de referência obtida pelas propostas deste trabalho

Proposta	Método	S_{slack} (MVA)		
		Média	Máxima	Mínima
Proposta 1	Equação 3.1	3,00	6,84	0,60
	GA (P_{losses})	2,00	5,06	0,05
	GA (δV)	2,26	5,07	0,05
Proposta 2	GA (<i>optimized</i>)	2,02	5,06	0,05
	FA (P_{losses})	4,55	6,37	2,06
	FA (δV)	4,66	6,49	2,24
	FA (<i>optimized</i>)	4,55	6,53	2,06
Proposta 3	LRA	2,30	5,22	0,70
	VRA	2,89	7,02	0,66
	CCS	2,51	7,02	0,70

Figura 4.33 – Comparação da potência aparente na barra de referência ao longo do dia

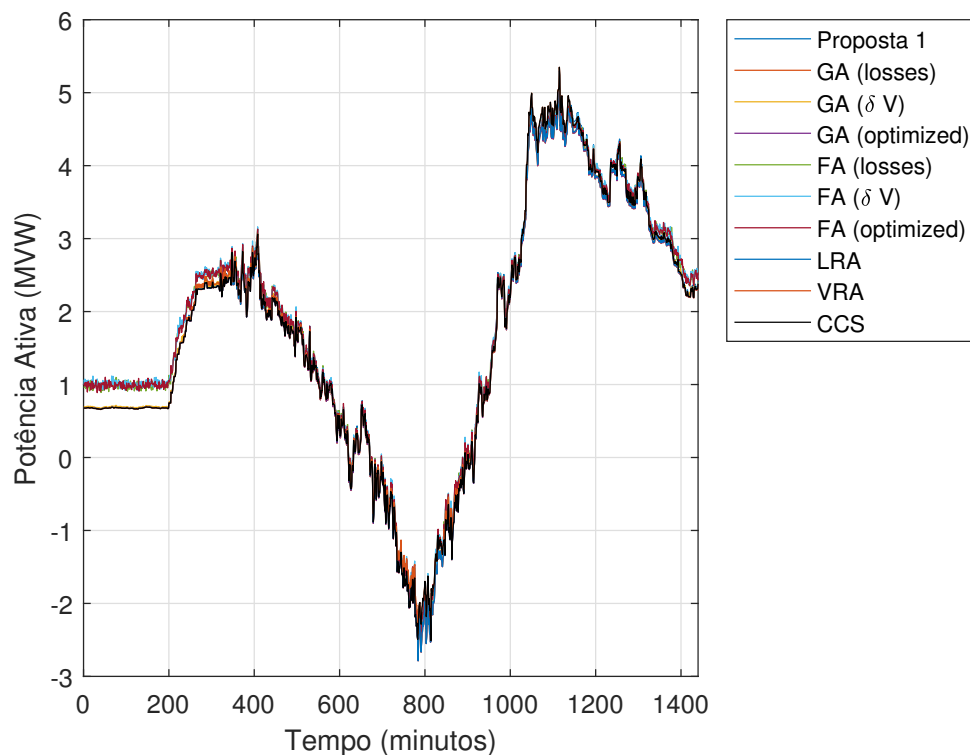


Os valores da potência ativa gerada na barra de referência são apresentados na Tabela 4.19. Conforme pode ser observado na Figura 4.34, há momentos em que a barra *slack* fornece potência ativa (valores positivos) e em outros momentos ela a absorve (valores negativos). Isso ocorre pois em alguns momentos a carga é maior que a geração e em outros a geração é maior que a carga na rede elétrica considerada. Os valores entre as propostas não apresentam uma disparidade significativa, tendo como destaque o método GA (P_{losses}) que obteve 1,59MW de potência ativa média.

Tabela 4.19 – Comparação da potência ativa na barra de referência obtida pelas propostas deste trabalho

Proposta	Método	P_{slack} (MW)		
		Média	Máxima	Mínima
Proposta 1	Equação 3.1	1,65	5,29	-2,78
	GA (P_{losses})	1,59	5,06	-2,78
	GA (δV)	1,61	5,07	-2,76
Proposta 2	GA (<i>optimized</i>)	1,59	5,06	-2,78
	FA (P_{losses})	1,75	5,08	-2,64
	FA (δV)	1,77	5,10	-2,55
	FA (<i>optimized</i>)	1,75	5,09	-2,63
Proposta 3	LRA	1,60	5,08	-2,78
	VRA	1,66	5,34	-2,40
	CCS	1,64	5,34	-2,50

Figura 4.34 – Comparação da potência ativa na barra de referência ao longo do dia

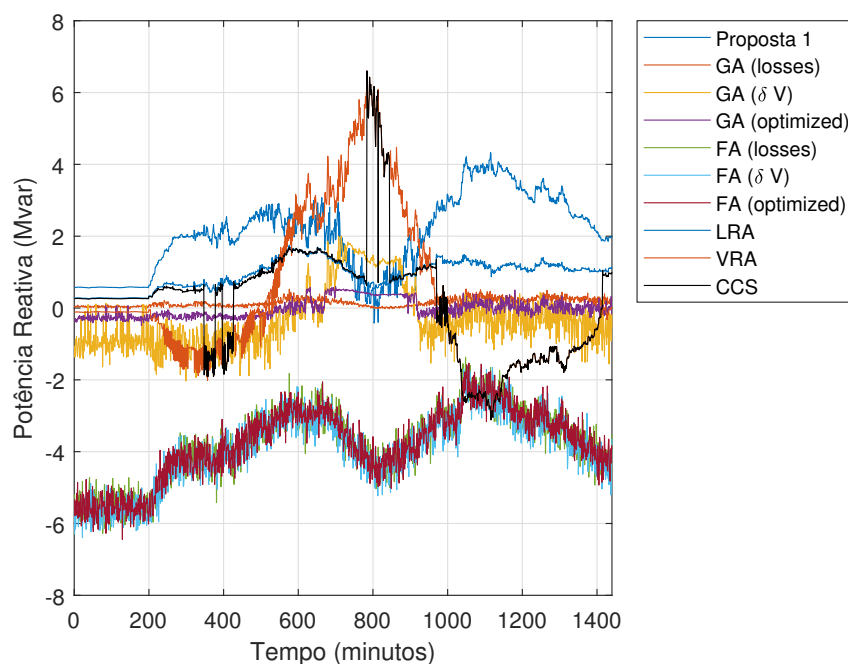


A Tabela 4.20 e a Figura 4.35 apresentam os valores de potência reativa na barra de referência. Diferente da potência ativa, a potência reativa apresenta variações significativas entre os métodos ao longo do dia. Devido à variação entre valores positivos e negativos em alguns métodos, as médias tendem a se aproximar de zero, exceto nos métodos baseados no FA que são predominantemente negativos. Os maiores valores são obtidos pelos métodos VRA e CCS, enquanto que o pico negativo é alcançado pelo FA (*optimized*). Durante esses picos, há uma demanda mais elevada na rede por potência reativa, e cabe à barra de referência suprir esses valores.

Tabela 4.20 – Comparação da potência reativa na barra de referência obtida pelas propostas deste trabalho

Proposta	Método	Q_{slack} (Mvar)		
		Média	Máxima	Mínima
Proposta 1	Equação 3.1	2,06	4,32	-0,42
Proposta 2	GA (P_{losses})	0,15	0,52	-0,04
	GA (δV)	-0,29	2,01	-2,03
	GA (<i>optimized</i>)	-0,01	0,59	-0,48
	FA (P_{losses})	-3,78	-1,36	-6,28
	FA (δV)	-3,91	-1,55	-6,39
Proposta 3	FA (<i>optimized</i>)	-3,78	-1,53	-6,44
	LRA	0,93	1,75	0,25
	VRA	0,27	6,60	-3,11
	CCS	0,18	6,60	-3,11

Figura 4.35 – Comparação da potência reativa na barra de referência ao longo do dia



A Tabela 4.21 apresenta os valores das perdas em relação a potência gerada. Considera-se potência gerada a soma entre a potência ativa na barra de referência e as potências ativa nas barras provenientes da geração distribuída fotovoltaica. O valor total das perdas percentuais é calculado como $\frac{\sum \text{Perdas}}{\sum \text{Geração}}$, e a média é calculada como $\frac{1}{t} \sum \frac{\text{Perdas}}{\text{Geração}}$. Os valores mínimos e máximos são os menores e maiores valores da razão entre $\frac{\text{Perdas}}{\text{Geração}}$, respectivamente. Nas perdas totais, destacam-se os métodos GA (P_{losses}) com 2,10%, GA (*optimized*) com 2,15% e o LRA com 2,49%. De forma similar, nas perdas médias, os referidos métodos também apresentam os menores valores percentuais. Nas perdas mínimas, a Proposta 1 apresenta o menor valor, 0,0018%. O Apêndice C apresenta mais detalhes das perdas percentuais.

Tabela 4.21 – Comparação do percentual de potência ativa perdida na rede em relação a potência ativa gerada

Proposta	Método	Perdas percentuais			
		Total	Média	Mínima	Máxima
Proposta 1	Equação 3.1	4,17%	3,58%	0,00%	9,64%
Proposta 2	GA (P_{losses})	2,10%	1,86%	0,01%	5,45%
	GA (δV)	2,74%	2,76%	1,60%	7,68%
	GA (<i>optimized</i>)	2,15%	1,93%	0,01%	5,49%
	FA (P_{losses})	7,20%	10,14%	0,78%	37,98%
	FA (δV)	7,64%	10,71%	1,13%	40,04%
Proposta 3	FA (<i>optimized</i>)	7,19%	10,14%	1,06%	38,71%
	LRA	2,49%	2,19%	0,32%	5,83%
	VRA	4,40%	3,93%	0,55%	18,28%
	CCS	3,73%	3,21%	0,33%	18,28%

Na Tabela 4.22 são apresentados os valores de energia ativa, reativa e aparente fornecidos pela barra de referência. Dado que a energia é uma grandeza cumulativa e a barra de referência ora fornece potência, ora a consome, esses valores refletem um equilíbrio acumulado de energia ao longo do dia. Observa-se que, utilizando as propostas 1,2 e 3, a energia ativa pode variar de 38MWh a 42MWh, destacando-se o método GA (P_{losses}) com o menor valor, 38,34MWh. Os valores negativos da energia reativa em alguns métodos indicam que a barra de referência absorveu potência reativa ao longo do dia. Nota-se que os métodos que utilizam o FA apresentam valores negativos significativos, próximos a -90Mvarh.

Tabela 4.22 – Comparação da energia ativa, reativa e aparente fornecida à rede pela barra de referência

Proposta	Método	Energia		
		Ativa (MWh)	Reativa (Mvarh)	Aparente (MVAh)
Proposta 1	Equação 3.1	39,83	49,52	72,05
Proposta 2	GA (P_{losses})	38,34	3,60	48,13
	GA (δV)	38,80	-7,01	54,25
	GA (<i>optimized</i>)	38,38	-0,28	48,71
	FA (P_{losses})	42,13	-90,92	109,30
	FA (δV)	42,48	-93,88	111,93
	FA (<i>optimized</i>)	42,12	-90,85	109,27
Proposta 3	LRA	38,61	22,41	55,40
	VRA	40,00	6,66	69,57
	CCS	39,51	4,55	60,30

A Tabela 4.23 apresenta uma comparação entre a energia gerada, consumida e perdida utilizando cada método. Como a energia consumida depende apenas da carga nas barras, ela não altera seu valor quando se varia os métodos. Em relação a energia gerada, ela é a soma da energia fotovoltaica gerada pelos módulos distribuídos na rede e da energia fornecida pela barra de referência. A energia proveniente da geração distribuída, assim como a energia consumida, não tem seu valor alterado para cada método. Apenas a energia da barra de referência varia. Comparando o desempenho dos métodos, observa-se que vários obtiveram perdas próximas de 2%.

Tabela 4.23 – Comparação da energia ativa gerada, consumida e perdida

Proposta	Método	Energia (MWh)		
		Gerada	Consumida	Perdida
Proposta 1	Equação 3.1	70,49	67,55	2,94 (4,17%)
Proposta 2	GA (P_{losses})	69,00	67,55	1,45 (2,10%)
	GA (δV)	69,46	67,55	1,90 (2,74%)
	GA (<i>optimized</i>)	69,04	67,55	1,48 (2,15%)
	FA (P_{losses})	72,79	67,55	5,24 (7,20%)
	FA (δV)	73,14	67,55	5,59 (7,64%)
	FA (<i>optimized</i>)	72,78	67,55	5,23 (7,19%)
Proposta 3	LRA	69,28	67,55	1,72 (2,49%)
	VRA	70,66	67,55	3,10 (4,40%)
	CCS	70,17	67,55	2,61 (3,73%)

A Tabela 4.24 apresenta uma comparação qualitativa dos métodos de acordo com cada parâmetro obtido nas simulações desta Seção. De forma similar, a Tabela 4.25 apresenta um resumo dos métodos que obtiveram os melhores desempenho.

Tabela 4.24 – Comparação qualitativa do desempenho das três propostas apresentadas nesta Tese

Parâmetro	Proposta 1			Proposta 2			Proposta 3			
	GA (P_{losses})	GA (δV)	GA (<i>optimized</i>)	FA (P_{losses})	FA (δV)	FA (<i>optimized</i>)	LRA	VRA	CCS	
Perdas totais	altas	baixas	médias	baixas	altas	altas	altas	baixas	altas	médias
Perdas média	altas	baixas	médias	baixas	altas	altas	altas	baixas	altas	médias
Perdas máximas	altas	baixas	médias	baixas	altas	altas	altas	baixas	altas	altas
Perdas mínimas	médias	baixas	baixas	baixas	altas	altas	altas	altas	altas	altas
RMSE	alto	baixo	baixo	baixo	baixo	baixo	baixo	regular	baixo	baixo
VVED	alto	regular	regular	regular	alto	alto	alto	alto	baixo	baixo
VVEF	regular	regular	regular	regular	alto	alto	alto	regular	baixo	baixo
Esforço computacional	baixo	alto	alto	alto	alto	alto	alto	baixo	baixo	baixo
Potência aparente média na barra de referência	regular	baixa	baixa	baixa	alta	alta	alta	baixa	baixa	baixa
Potência aparente máxima na barra de referência	regular	baixa	baixa	baixa	regular	regular	regular	baixa	alta	alta
Potência ativa na barra de referência	regular	baixa	baixa	baixa	alta	alta	alta	baixa	regular	regular
Potência reativa na barra de referência	alta	baixa	regular	baixa	alta	alta	alta	regular	alta	alta
Balanco entre perdas e regulação de tensão	regular	regular	regular	bom	ruim	ruim	bom	regular	ruim	bom
Desempenho em casos críticos ¹	ruim	bom	bom	bom	ruim	ruim	ruim	bom	bom	bom

Tabela 4.25 – Resumo de uma comparação qualitativa do desempenho das três propostas apresentadas nesta Tese

Parâmetro	Método
Menores Perdas	GA (P_{losses})
Melhor regulação de tensão	VRA
Menor esforço computacional	Propostas 1 e 3
Menor potência na barra de referência	GA (P_{losses})
Melhor balanço entre perdas e regulação de tensão	CCS
Melhor desempenho em casos críticos	CCS

¹ redes elétricas com baixo fator de potência e alto fator de penetração de geração distribuída

5 Conclusão

Esta Tese apresentou três propostas de compensação de potência reativa de forma distribuída ao longo de uma rede elétrica radial, por meio de inversores que conectam geradores fotovoltaicos ao sistema elétrico. As propostas foram testadas via simulação computacional em uma rede radial, e de modo geral, apresentaram os melhores resultados dentre os trabalhos comparados. Os parâmetros da rede elétrica, assim como os cenários de simulação, foram variados para testar a robustez das proposta diante de vários panoramas possíveis. A injeção controlada de potência reativa contribuiu para diminuir as perdas e melhorar o perfil de tensão da rede elétrica.

No Capítulo 1, foi apresentada uma contextualização do tema desta Tese. Foram apresentados os conceitos de geração distribuída, e como ela pode contribuir com o melhoramento do perfil de tensão na rede elétrica e na redução das perdas. Foram apresentados alguns desafios das distribuidoras de energia em relação ao aumento da geração distribuída no sistema elétrico. No Capítulo 2, foi realizada uma revisão bibliográfica dos temas abarcados por este trabalho e a apresentação de alguns trabalhos relacionados. No Capítulo 3, os problemas da rede elétrica relacionados a perdas e regulação de tensão são formalmente definidos e as três principais propostas foram apresentadas. No Capítulo 4, foram apresentados os resultados obtidos com as simulações computacionais das três propostas. As propostas foram validadas e obtiveram desempenho satisfatórios, atingindo os objetivos iniciais de redução de perdas elétricas e regulação de tensão.

A Proposta 1 desta tese foi desenvolvida por meio da observação do comportamento da rede elétrica radial em relação aos valores de tensão, perdas, potência ativa e reativa. Variou-se o fator de penetração da geração distribuída na rede para avaliar a robustez da proposta diante de diferentes cenários. No primeiro cenário, com $\alpha = 0,5$, apenas 2,47% das barras apresentaram subtensão, e a média da tensão nas barras foi de 0,9707 pu. Já com $\alpha = 0,8$, não houve barras com subtensão usando o algoritmo proposto, e a média da tensão foi de 0,9813 pu. No cenário com fator de potência da carga mais baixo, variando entre 80% e 90% da potência ativa, houve violações de tensão com $\alpha = 0,5$, mas o algoritmo proposto ainda teve o melhor desempenho. Com $\alpha = 0,8$, o algoritmo proposto violou os limites de tensão apenas no final da rede, enquanto outros algoritmos apresentaram valores de tensão abaixo de 0,95 pu a partir da barra 40.

A Proposta 2 consiste na aplicação de algoritmos meta-heurísticos para resolver os problemas de perdas e violações de tensão na rede elétrica. Em resumo, para a rede elétrica utilizada nas simulações desta Tese, se as violações de tensão forem a principal preocupação, recomenda-se a utilização do GA (δV). Para alcançar as menores perdas

sem considerar os limites de tensão, o GA (P_{losses}) é a melhor opção. Para minimizar as perdas elétricas respeitando uma restrição de desvio de tensão de 3%, a escolha ideal é o FA (otimizado).

A Proposta 3 desta tese introduz uma abordagem analítica para a injeção de potência reativa distribuída em uma rede elétrica. O método proposto envolve a seleção do algoritmo VRA se a principal preocupação são violações de tensão. Para minimizar as perdas, sem considerar limites de tensão, é aplicado o LRA. Já para reduzir as perdas elétricas com uma restrição de desvio de tensão de 3%, a escolha ideal é a proposta CCS. O LRA registrou aproximadamente 71 kW de perdas, enquanto o CCS atingiu 109 kW. Outros métodos resultaram em perdas consideravelmente maiores. Em termos de indicadores de tensão, tanto o VRA quanto o CCS apresentaram desempenho satisfatório. O VRA alcançou um RMSE de 1,7%, enquanto o CCS obteve 2,1%.

Na comparação entre as Propostas 1, 2 e 3, em geral, observou-se que o VRA alcançou a melhor regulação de tensão, enquanto o GA (P_{losses}) resultou nas menores perdas. Em termos de esforço computacional, as Propostas 1 e 3 demandaram menos recursos computacionais. Quanto ao equilíbrio entre perdas e regulação de tensão, o algoritmo CCS se destacou.

5.1 Propostas de Trabalhos Futuros

Como propostas de trabalhos futuros, sugerem-se alguns tópicos que podem aprimorar e expandir o escopo do presente trabalho. Primeiramente, recomenda-se realizar simulações em outros tipos de redes elétricas (que não sejam radiais), considerando especialmente redes trifásicas desequilibradas e aquelas sem transposição. Isso permitiria explorar e validar a eficácia das propostas em cenários mais complexos e realistas. Uma outra abordagem promissora seria explorar e desenvolver novas equações analíticas que possam complementar ou aprimorar as relações existentes entre potência reativa, perda de potência e desvio de tensão. Novos modelos analíticos podem fornecer achados adicionais para o controle de injeções de potência reativa, proporcionando maior flexibilidade e adaptabilidade às condições específicas da rede elétrica. Adicionalmente, sugerem-se experimentos de validação em redes elétricas de pequeno porte, a fim de verificar a aplicabilidade prática das propostas em ambientes mais próximos de condições reais. A implementação experimental permitiria avaliar o desempenho das propostas em situações práticas e identificar possíveis desafios ou melhorias necessárias.

Referências

- ANEEL. *Resolução Normativa Nº 687*. [S.l.], 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Citado na página 45.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Citado na página 63.
- CARRASCO, J. M. et al. Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey. *IEEE Transactions on industrial electronics*, IEEE, v. 53, n. 4, p. 1002–1016, 2006. Citado na página 44.
- CHEN, S. et al. Determining the optimum grid-connected photovoltaic inverter size. *Solar Energy*, Elsevier, v. 87, p. 96–116, 2013. Citado na página 45.
- CHENG, D. et al. Photovoltaic (pv) impact assessment for very high penetration levels. *IEEE Journal of photovoltaics*, IEEE, v. 6, n. 1, p. 295–300, 2015. Citado na página 38.
- COELLO, C. A. C. et al. *Evolutionary algorithms for solving multi-objective problems*. [S.l.]: Springer, 2007. v. 5. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 52.
- DEMOULIAS, C. A new simple analytical method for calculating the optimum inverter size in grid-connected pv plants. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 80, n. 10, p. 1197–1204, 2010. Citado na página 45.
- DISTRIBUIÇÃO, P. Procedimentos de. Módulo 8–qualidade da energia elétrica. *Agência Nacional de Energia Elétrica–ANEEL*, 2010. Citado na página 87.
- DORF, R. C.; SVOBODA, J. A. *Introdução aos circuitos elétricos*. [S.l.]: Grupo Gen-LTC, 2016. Citado na página 28.
- EFTEKHARNEJAD, S. et al. Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems. *IEEE transactions on power systems*, IEEE, v. 28, n. 2, p. 893–901, 2012. Citado na página 38.
- ELTAMALY, A. M. et al. Optimum power flow analysis by newton raphson method, a case study. *Ann Fac Eng Hunedoara*, v. 16, n. 4, p. 51–58s, 2018. Citado na página 39.
- FARIVAR, M. et al. Inverter var control for distribution systems with renewables. In: IEEE. *2011 IEEE international conference on smart grid communications (SmartGridComm)*. [S.l.], 2011. p. 457–462. Citado na página 45.
- FILHO, G. L. *Seguimento do ponto de máxima potência para sistemas fotovoltaicos utilizando controle preditivo por modelo e algoritmos heurísticos para estimação de parâmetros*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Goiás, 2019. Citado na página 42.
- FRANCO, R. A. P.; FILHO, G. L.; VIEIRA, F. H. T. Firefly algorithm applied to the estimation of the parameters of a photovoltaic panel model. In: _____. *Advances in Nature-Inspired Computing and Applications*. Cham: Springer

- International Publishing, 2019. p. 101–134. ISBN 978-3-319-96451-5. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-96451-5_5>. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 81.
- GALÁNTAI, A. The theory of newton's method. *Journal of Computational and Applied Mathematics*, Elsevier, v. 124, n. 1-2, p. 25–44, 2000. Citado na página 40.
- GANDHI, O. *Reactive Power Support Using Photovoltaic Systems: Techno-Economic Analysis and Implementation Algorithms*. [S.l.]: Springer Nature, 2020. Citado na página 46.
- GANDOMI, A. H.; YANG, X.-S.; ALAVI, A. H. Cuckoo search algorithm: a metaheuristic approach to solve structural optimization problems. *Engineering with computers*, Springer, v. 29, n. 1, p. 17–35, 2013. Citado na página 41.
- GHAREHPETIAN, G. B.; AGAH, S. M. M. *Distributed generation systems: design, operation and grid integration*. [S.l.]: Butterworth-Heinemann, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. *Power system analysis & design, SI version*. [S.l.]: Cengage Learning, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 32, 33 e 34.
- GOLDBERG, D. E. Genetic algorithms in search, optimization and machine learning addison welssey publishing company. *Reading, MA*, 1989. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 81.
- GONEN, T. *Modern power system analysis*. [S.l.]: CRC Press, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.
- HALLBERG, P. et al. Active distribution system management a key tool for the smooth integration of distributed generation. *Eurelectric TF Active System Management*, v. 2, n. 13, 2013. Citado na página 25.
- HOKE, A. et al. *Maximum photovoltaic penetration levels on typical distribution feeders*. [S.l.], 2012. Citado na página 38.
- HOLLAND, J. H. *Adaptation in natural and artificial systems: an introductory analysis with applications to biology, control, and artificial intelligence*. [S.l.]: MIT press, 1992. Citado na página 41.
- KIM, I.; HARLEY, R. G. Examination of the effect of the reactive power control of photovoltaic systems on electric power grids and the development of a voltage-regulation method that considers feeder impedance sensitivity. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 180, p. 106130, 2020. Citado na página 45.
- KOLHE, M. L.; RASUL, M. 3-phase grid-connected building integrated photovoltaic system with reactive power control capability. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 154, p. 1065–1075, 2020. Citado na página 45.
- LINDEN, R. *Algoritmos Genéticos (2a edição)*. BRASPORT, 2006. ISBN 9788574523736. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=it0kv6UsEMEC>>. Citado na página 41.
- MARRA, E. G.; PIMENTEL, S. P. Weather station. 2020. Disponível em: <<https://sites.google.com/site/sfvemcufg/home?authuser=0>>. Citado na página 87.

- MIEŃSKI, R.; WASIAK, I.; KELM, P. Integration of pv sources in prosumer installations eliminating their negative impact on the supplying grid and optimizing the microgrid operation. *Energies*, v. 16, n. 8, 2023. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/8/3479>>. Citado na página 45.
- NEGNEVITSKY, M. *Artificial intelligence: a guide to intelligent systems*. [S.l.]: Pearson Education, 2005. Citado na página 42.
- SAHA, D.; DATTA, A.; DAS, P. Optimal coordination of directional overcurrent relays in power systems using symbiotic organism search optimisation technique. *IET Generation, Transmission & Distribution*, Wiley Online Library, v. 10, n. 11, p. 2681–2688, 2016. Citado na página 52.
- SAID, S. M.; ALY, M.; BALINT, H. An efficient reactive power dispatch method for hybrid photovoltaic and superconducting magnetic energy storage inverters in utility grids. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 183708–183721, 2020. Citado na página 45.
- SANDELS, C.; WIDÉN, J.; NORDSTRÖM, L. Forecasting household consumer electricity load profiles with a combined physical and behavioral approach. *Applied Energy*, v. 131, p. 267–278, 2014. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914006308>>. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 86.
- SMA. *Folha de dados do inversor Sunny Tripower*. [S.l.], n.d. Disponível em: <<https://files.sma.de/downloads/STP15-25TL-30-DS-en-41.pdf>>. Citado na página 40.
- SÁNCHEZ-MORA, M. M.; VILLA-ACEVEDO, W. M.; LÓPEZ-LEZAMA, J. M. Multi-area and multi-period optimal reactive power dispatch in electric power systems. *Energies*, v. 16, n. 17, 2023. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/17/6373>>. Citado na página 45.
- TAO, Q. et al. Voltage control of distribution network with distributed generation based on voltage sensitivity matrix. In: IEEE. *2018 IEEE International Conference on Energy Internet (ICEI)*. [S.l.], 2018. p. 298–302. Citado 21 vezes nas páginas 26, 46, 48, 64, 65, 67, 68, 70, 71, 77, 79, 82, 83, 84, 85, 86, 90, 92, 93, 95 e 114.
- TILAHUN, S. L.; ONG, H. C. Prey-predator algorithm: a new metaheuristic algorithm for optimization problems. *International Journal of Information Technology & Decision Making*, World Scientific, v. 14, n. 06, p. 1331–1352, 2015. Citado na página 42.
- TURITSYN, K. et al. Distributed control of reactive power flow in a radial distribution circuit with high photovoltaic penetration. In: IEEE. *IEEE PES general meeting*. [S.l.], 2010. p. 1–6. Citado na página 45.
- WAJAHAT, M. et al. A comparative study into enhancing the pv penetration limit of a lv cigre residential network with distributed grid-tied single-phase pv systems. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 12, n. 15, p. 2964, 2019. Citado na página 38.
- XU, B. et al. Reactive power optimization of a distribution network with high-penetration of wind and solar renewable energy and electric vehicles. *Protection and Control of Modern Power Systems*, Springer, v. 7, n. 1, p. 51, 2022. Citado na página 46.

- YANG, X.-S. *Nature-Inspired Metaheuristic Algorithms*. [S.l.]: Luniver Press, 2008. ISBN 1905986106, 9781905986101. Citado 3 vezes nas páginas [41](#), [43](#) e [44](#).
- YANG, X.-S. Firefly algorithms for multimodal optimization. In: SPRINGER. *Stochastic Algorithms: Foundations and Applications: 5th International Symposium, SAGA 2009, Sapporo, Japan, October 26-28, 2009. Proceedings 5*. [S.l.], 2009. p. 169–178. Citado na página [43](#).
- YEH, H.-G.; GAYME, D. F.; LOW, S. H. Adaptive var control for distribution circuits with photovoltaic generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 27, n. 3, p. 1656–1663, 2012. Citado 19 vezes nas páginas [26](#), [38](#), [39](#), [46](#), [63](#), [64](#), [67](#), [68](#), [70](#), [77](#), [79](#), [80](#), [83](#), [84](#), [85](#), [86](#), [93](#), [95](#) e [114](#).
- ZHAO, B.; WANG, C.; ZHANG, X. Grid-integrated and standalone photovoltaic distributed generation systems. *Analysis, Design, and Control*. Wiley, Wiley Online Library, 2017. Citado na página [24](#).
- ZILLES, R. et al. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. [S.l.]: Oficina de textos, 2016. Citado na página [24](#).

Apêndices

APÊNDICE A – Simulações adicionais acerca da Proposta 1

As Tabelas A.1 e A.2, assim como as Figuras A.1 a A.7, apresentam os resultados das 1.000 simulações referentes à Proposta 1 com a distância entre as barras fixada em 250m. Dessa forma, a impedância entre as barras não varia de uma simulação para a outra. Observa-se que não houve mudanças significativas com relação aos resultados apresentados no Capítulo 4.

Tabela A.1 – Média de tensão das barras para as 1.000 simulações com distância entre as barras fixada em 250m.

Método	Média de Tensão			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 0,2$	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,8$
Sem Reativo	0,9484	0,9546	0,9639	0,9726
Fixo	0,9484	0,9562	0,9680	0,9790
Yeh, Gayme e Low (2012)	0,9484	0,9561	0,9677	0,9785
Tao et al. (2018)	0,9484	0,9520	0,9576	0,9628
Proposta 1	0,9484	0,9582	0,9706	0,9813

Tabela A.2 – Comparação do número percentual médio de barras com tensão abaixo de 0.95 pu para as 1.000 simulações com distância entre as barras fixada em 250m.

Método	Barras com subtensão (%)			
	$\alpha = 0$	$\alpha = 0,2$	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,8$
Sem Reativo	59,57	51,36	24,68	1,02
Fixo	59,57	48,41	8,49	0
Yeh, Gayme e Low (2012)	59,57	48,72	9,04	0
Tao et al. (2018)	59,57	55,19	45,54	29,98
Proposta 1	59,57	43,94	2,80	0

Figura A.1 – Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 20% e distância entre as barras fixada em 250m.

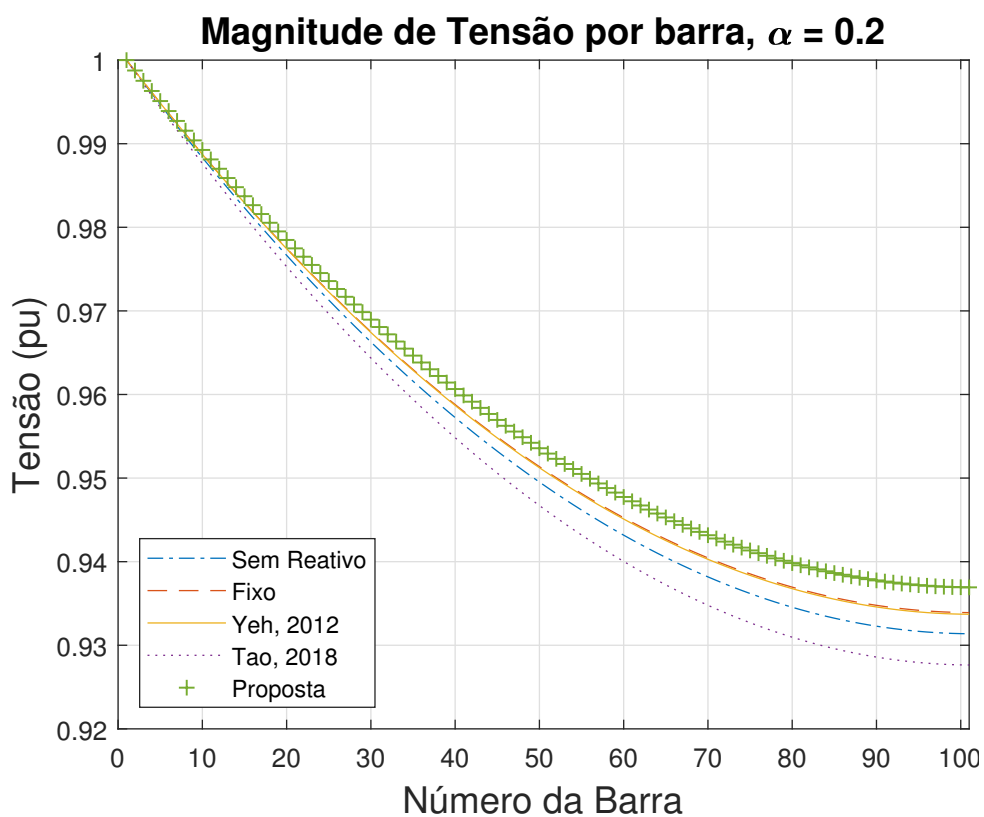


Figura A.2 – Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 50% e distância entre as barras fixada em 250m

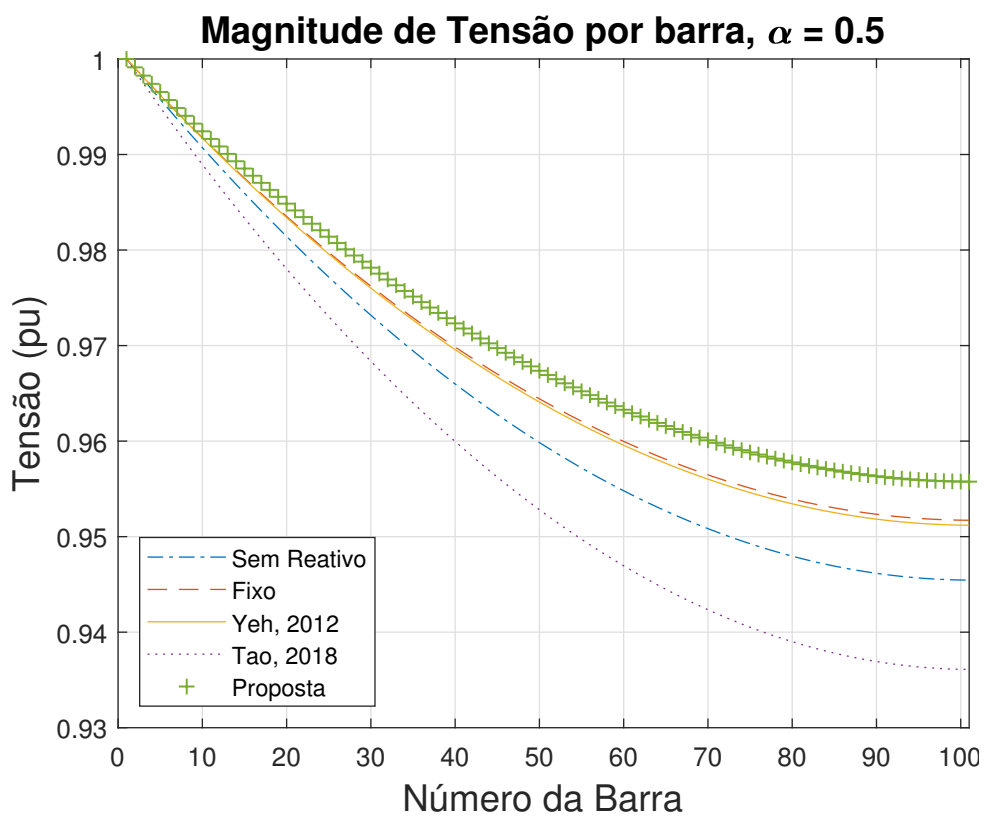


Figura A.3 – Comparação da média das tensões por barra com um fator de penetração de 80% e distância entre as barras fixada em 250m

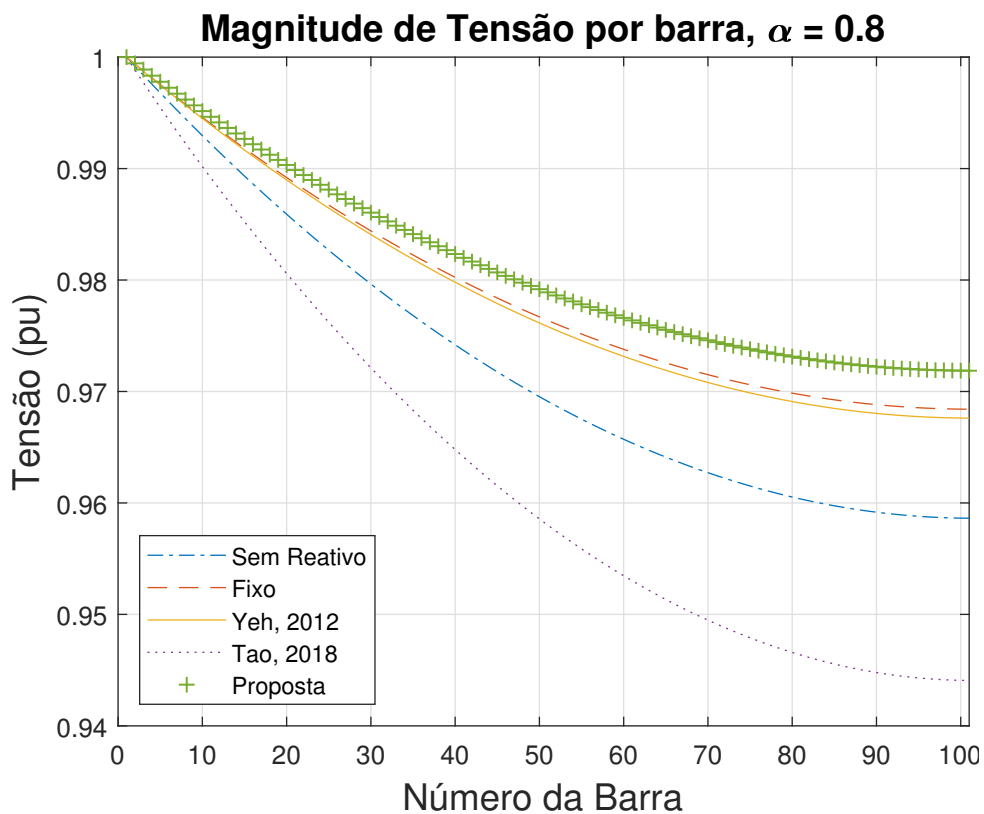


Figura A.4 – Comparação da perdas elétricas (distância entre as barras fixada em 250m)

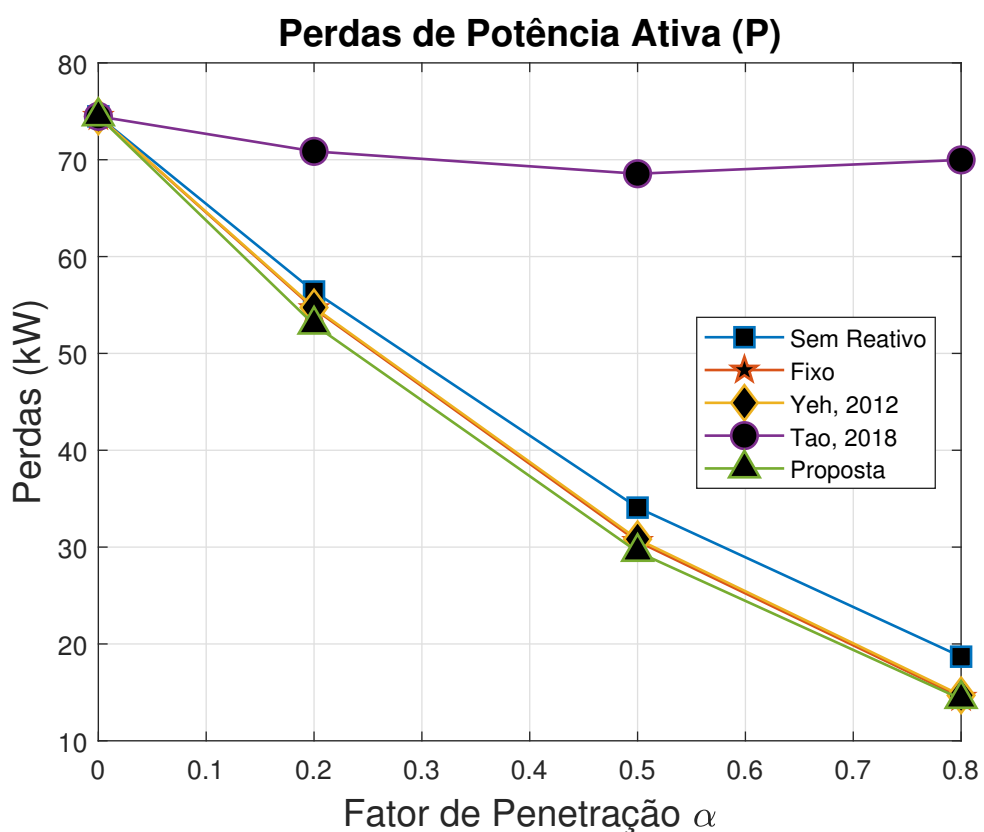


Figura A.5 – Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração α de 20% (distância entre as barras fixada em 250m)

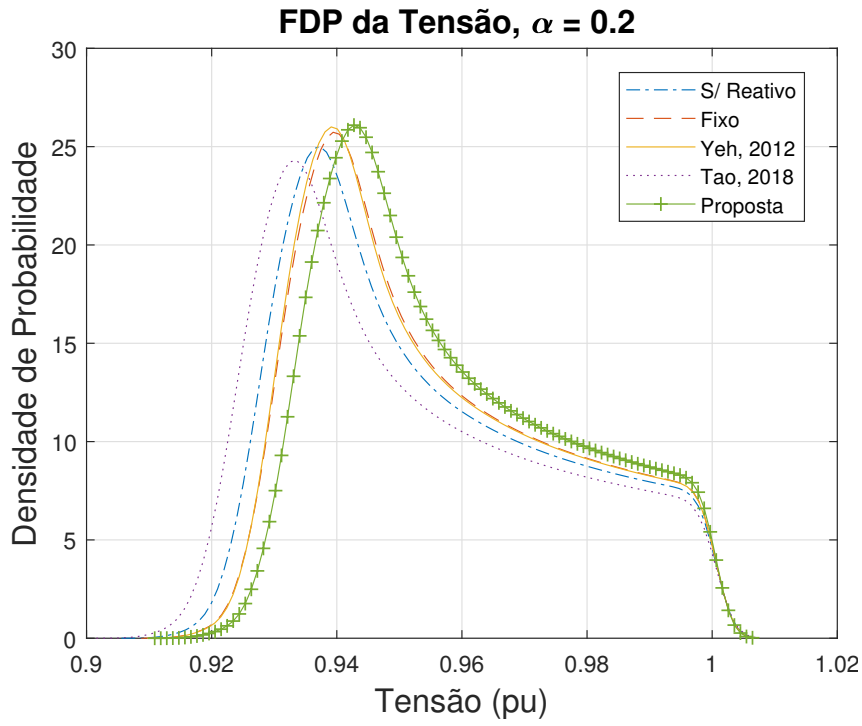


Figura A.6 – Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração α de 50% (distância entre as barras fixada em 250m)

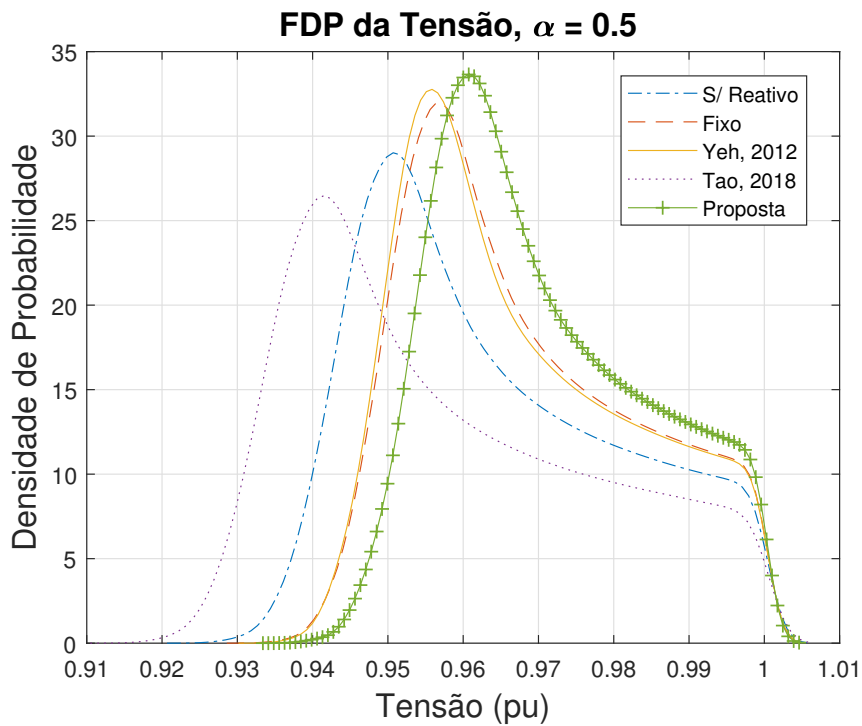
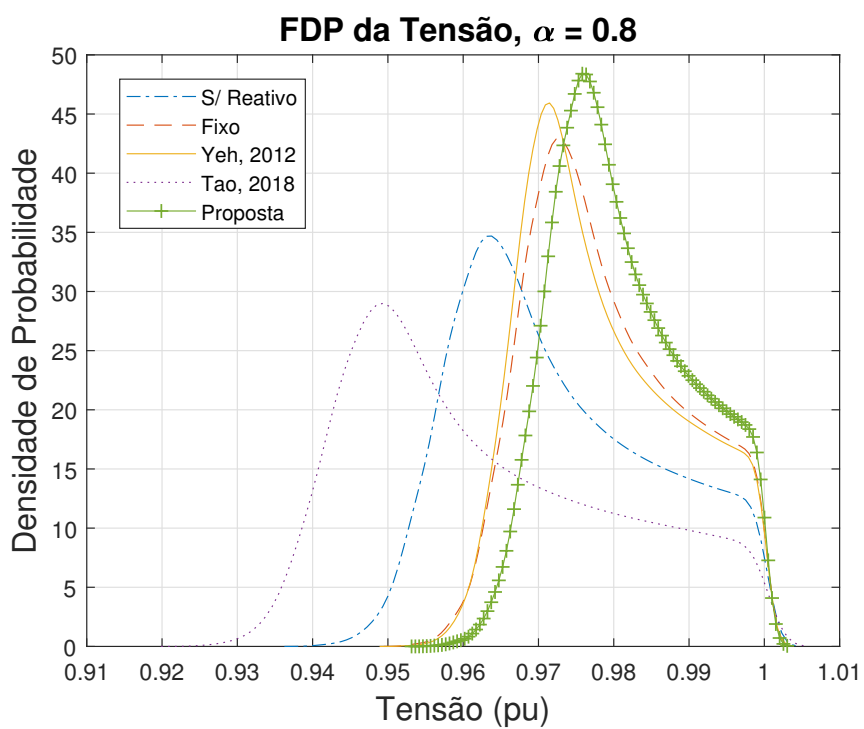


Figura A.7 – Função Densidade de Probabilidade estimada da tensão para todas as barras com um fator de penetração α de 80% (distância entre as barras fixada em 250m)



APÊNDICE B – Informações adicionais acerca da Proposta 3

B.1 LRA

A seguir, são apresentadas com mais detalhes as deduções das equações do método LRA. Para tanto, considere a rede elétrica apresentada na Figura B.1:

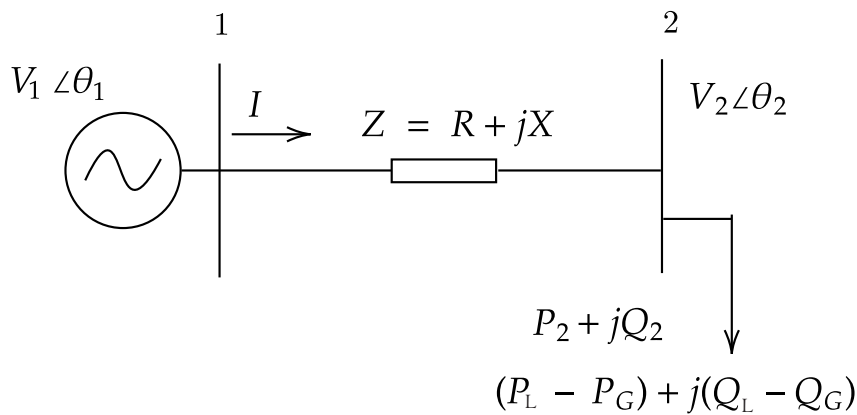


Figura B.1 – Rede elétrica com duas barras

Observe que o barramento 1 representa a barra de referência (também conhecida como barra *slack* ou *swing*), com a sua tensão elétrica designada por V_1 e o ângulo de fase por θ_1 . Considere o barramento 2 como do tipo PQ, possuindo uma tensão V_2 e um ângulo de fase θ_2 . A potência líquida no barramento 2, resultante da diferença entre a potência de carga e a potência gerada, é expressa por $P_2 + jQ_2 = (P_L - P_G) + j(Q_L - Q_G)$. A impedância dos cabos que conectam o barramento 1 ao barramento 2 é representada por $Z = R + jX$, onde R e X indicam a resistência e reatância dos cabos, respectivamente. Por fim, a corrente elétrica que flui do barramento 1 para o barramento 2 é identificada como I .

O LRA (Algoritmo de Redução de Perdas) opera através da introdução de potência reativa, utilizando a estimativa do consumo de potência reativa da linha. Isso assegura que o valor de Q_G leve em conta tanto a carga quanto as potências reativas da linha. Neste contexto, será mostrado que a abordagem direta para o cálculo de Q_G é uma aproximação analítica adequada para atingir a redução de perdas:

$$Q_G = Q_L + Q_{Line} \quad (\text{B.1})$$

onde Q_{Line} é a potência reativa consumida na linha devido à reatância X .

As perdas na rede elétrica podem ser calculadas como $P_{\text{losses}}(Q^G) = \sum_{j=1}^{n-1} R \cdot I_j^2$. Percebe-se que as perdas são proporcionais ao quadrado da magnitude da corrente. Nesse sentido, é possível obter uma equação relacionando corrente e perdas de potência, pois a diminuição do módulo da corrente minimiza as perdas no sistema entre os dois barramentos. A corrente I pode ser calculada da seguinte forma:

$$\hat{I} = \left(\frac{\hat{S}_1}{\hat{V}_1} \right)^* = \frac{P_1 - jQ_1}{\hat{V}_1^*} = \left(\frac{\hat{S}_2}{\hat{V}_2} \right)^* = \frac{P_2 + P_{\text{line}} - j(Q_2 + Q_{\text{line}})}{\hat{V}_2^*} \quad (\text{B.2})$$

Portanto, a magnitude do quadrado da corrente é dada por:

$$|\hat{I}|^2 = \frac{(P_2 + P_{\text{line}})^2 + (Q_2 + Q_{\text{line}})^2}{|V_2|^2} \quad (\text{B.3})$$

O módulo da corrente I pode ser expresso também como:

$$|I|^2 = \frac{P_{\text{line}}}{R} \quad (\text{B.4})$$

$$|I|^2 = \frac{Q_{\text{line}}}{X} \quad (\text{B.5})$$

Igual as Equações B.4 e B.5, podemos expressar $P_{\text{line}} = \frac{R}{X} \cdot Q_{\text{line}}$, reescrever $Q_2 = Q_L - Q_G$ e considerar a operação da rede com um alto fator de potência, onde $P_2 \gg \frac{R}{X} \cdot Q_{\text{line}}$. Dessa forma, podemos obter a seguinte equação:

$$|\hat{I}|^2 \approx \frac{P_2^2 + (Q_L - Q_G + Q_{\text{line}})^2}{|V_2|^2} \quad (\text{B.6})$$

A quantidade total de potência reativa consumida no sistema de duas barras é representada pela soma de Q_L e Q_{line} . Se a expressão $Q_L + Q_{\text{line}}$ tende a zero, a magnitude da corrente diminuirá, resultando em uma redução nas perdas. Para atingir essa condição, é necessário que a potência reativa Q_G gerada na barra 2 seja capaz de compensar a potência reativa da carga e da linha ($Q_L + Q_{\text{line}}$). Dessa forma, é evidente que:

$$\frac{P_2^2}{|V_2|^2} < \frac{P_2^2 + (Q_L + Q_{\text{line}})^2}{|V_2|^2} \quad (\text{B.7})$$

Assim, ao garantir que $Q_G = Q_L + Q_{\text{line}}$, a magnitude da corrente será reduzida, resultando em uma diminuição nas perdas. Vale ressaltar que, mesmo quando Q_G é igual a Q_L , há uma queda de tensão entre as barras devido ao fluxo de potência ativa e a resistência elétrica dos cabos, e a injeção de Q_{line} pode contribuir ainda mais para a redução das perdas.

Agora, vamos obter uma expressão em forma fechada para Q_{line} . A corrente que flui da barra 1 para a barra 2 pode ser dada por:

$$\hat{I} = \frac{V_1 \angle \theta_1 - V_2 \angle \theta_2}{Z} \quad (B.8)$$

Além disso, a potência reativa consumida pela reatância do cabo é dada por:

$$Q_{Line} = X \cdot |I|^2 \quad (B.9)$$

Substituindo a Equação B.8 na Equação B.9, obtemos a seguinte expressão:

$$Q_{Line} = X \cdot \left| \frac{V_1 \angle \theta_1 - V_2 \angle \theta_2}{R + jX} \right|^2 \quad (B.10)$$

Aplicando a lei dos cossenos no numerador, na expressão $V_1 \angle \theta_1 - V_2 \angle \theta_2$, conforme ilustra a Figura B.2, é possível observar que $\Phi = 180 - \theta_{12}$. Logo, $\cos \Phi = -\cos \theta_{12}$. Portanto:

$$|V_1 \angle \theta_1 - V_2 \angle \theta_2|^2 = V_1^2 + V_2^2 + 2V_1V_2 \cos \Phi = V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 \cos \theta_{12} \quad (B.11)$$

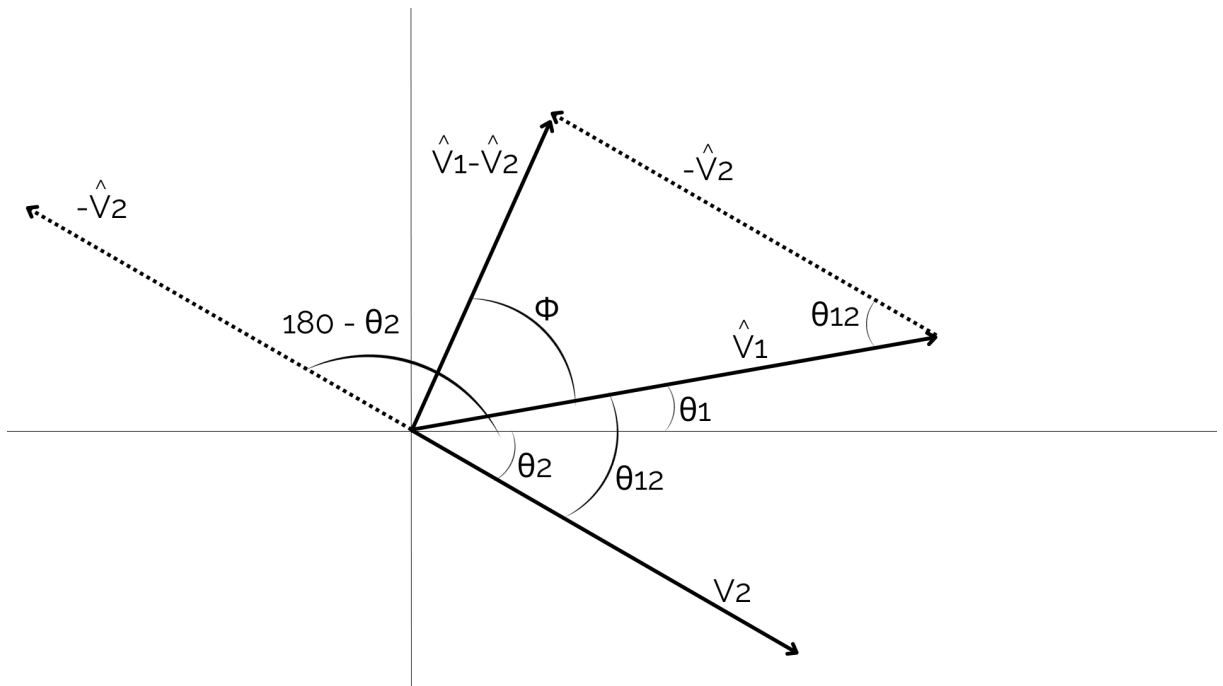


Figura B.2 – Ilustração da diferença entre os fasores $\hat{V}_1 e \hat{V}_2$

Desta forma, tomando o módulo ao quadrado do denominador, é possível obter a seguinte expressão:

$$Q_{Line} = X \cdot \frac{V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 \cos \theta_{12}}{R^2 + X^2} \quad (\text{B.12})$$

que é a expressão desejada para Q_{line} . Substituindo essa relação na Equação B.1, a injeção de potência reativa desejada é dada por:

$$Q_G = Q_L + X \cdot \frac{V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 \cos \theta_{12}}{R^2 + X^2} \quad (\text{B.13})$$

B.1.1 Forma alternativa de expandir a Equação B.10

Uma outra forma, mais trabalhosa, de expandir a Equação B.10 é por meio das relações trigonométricas e das propriedades dos números complexos. É possível reescrever as tensões V_1 e V_2 na forma trigonométrica, e multiplicar o numerador e o denominador pelo conjugado do denominador. Desta forma, tem-se:

$$Q_{Line} = X \cdot \left| \frac{V_1(\cos \theta_1 + j \sen \theta_1) - V_2(\cos \theta_2 + j \sen \theta_2)}{R + jX} \cdot \frac{R - jX}{R - jX} \right|^2 \quad (\text{B.14})$$

Logo:

$$Q_{Line} = X \cdot \left| \frac{V_1 \cos \theta_1 + V_1 j \sen \theta_1 - V_2 \cos \theta_2 - V_2 j \sen \theta_2}{R^2 + X^2} \cdot (R - jX) \right|^2 \quad (\text{B.15})$$

Desenvolvendo e separando em parte real e imaginária, temos:

$$Q_{Line} = X \cdot \left| \frac{R(V_1 \cos \theta_1 - V_2 \cos \theta_2) + X(V_1 \sen \theta_1 - V_2 \sen \theta_2)}{R^2 + X^2} + .. \right. \\ \left. + j \cdot \frac{X(-V_1 \cos \theta_1 + V_2 \cos \theta_2) + R(V_1 \sen \theta_1 - V_2 \sen \theta_2)}{R^2 + X^2} \right|^2 \quad (\text{B.16})$$

Denominando as partes reais e imaginárias como \Re e \Im :

$$\Re = \frac{R(V_1 \cos \theta_1 - V_2 \cos \theta_2) + X(V_1 \sen \theta_1 - V_2 \sen \theta_2)}{R^2 + X^2} \quad (\text{B.17})$$

$$\Im = \frac{X(-V_1 \cos \theta_1 + V_2 \cos \theta_2) + R(V_1 \sen \theta_1 - V_2 \sen \theta_2)}{R^2 + X^2} \quad (\text{B.18})$$

Desta forma, as potência reativa na linha pode ser dadas por:

$$Q_{Line} = X |\Re + j\Im|^2 = X \left| \sqrt{\Re^2 + \Im^2} \right|^2 = X(\Re^2 + \Im^2) \quad (\text{B.19})$$

Portanto, precisamos explicitar o quadrado da parte real e da parte imaginária, e posteriormente somá-los. Trabalhando com a parte real:

$$\Re^2 = \left[\frac{R(V_1 \cos \theta_1 - V_2 \cos \theta_2) + X(V_1 \sin \theta_1 - V_2 \sin \theta_2)}{R^2 + X^2} \right]^2 \quad (\text{B.20})$$

Desta forma, temos:

$$\begin{aligned} \Re^2 \cdot (R^2 + X^2)^2 &= R^2(V_1 \cos \theta_1 - V_2 \cos \theta_2)^2 + \dots \\ &+ 2 \cdot R \cdot X(V_1 \cos \theta_1 - V_2 \cos \theta_2)(V_1 \sin \theta_1 - V_2 \sin \theta_2) + \dots \\ &+ X^2(V_1 \sin \theta_1 - V_2 \sin \theta_2)^2 \end{aligned} \quad (\text{B.21})$$

Abrindo os termos elevados ao quadrado:

$$\begin{aligned} \Re^2 \cdot (R^2 + X^2)^2 &= R^2(V_1^2 \cos^2 \theta_1 - 2V_1V_2 \cos \theta_1 \cos \theta_2 + V_2^2 \cos^2 \theta_2) + \dots \\ &+ X^2(V_1^2 \sin^2 \theta_1 - V_1V_2 \sin \theta_1 \sin \theta_2 + V_2^2 \sin^2 \theta_2) + \dots \\ &+ 2 \cdot R \cdot X(V_1 \cos \theta_1 - V_2 \cos \theta_2)(V_1 \sin \theta_1 - V_2 \sin \theta_2) \end{aligned} \quad (\text{B.22})$$

Trabalhando com a parte imaginária:

$$\Im^2 = \left[\frac{X(-V_1 \cos \theta_1 + V_2 \cos \theta_2) + R(V_1 \sin \theta_1 - V_2 \sin \theta_2)}{R^2 + X^2} \right]^2 \quad (\text{B.23})$$

Desta forma, temos:

$$\begin{aligned} \Im^2 \cdot (R^2 + X^2)^2 &= R^2(V_1 \sin \theta_1 - V_2 \sin \theta_2)^2 + \dots \\ &+ 2 \cdot R \cdot X(V_1 \sin \theta_1 - V_2 \sin \theta_2)(-V_1 \cos \theta_1 + V_2 \cos \theta_2) + \dots \\ &+ X^2(-V_1 \cos \theta_1 + V_2 \cos \theta_2)^2 \end{aligned} \quad (\text{B.24})$$

Abrindo os termos elevados ao quadrado:

$$\begin{aligned} \Im^2 \cdot (R^2 + X^2)^2 &= R^2(V_1^2 \sin^2 \theta_1 - 2V_1V_2 \sin \theta_1 \sin \theta_2 + V_2^2 \sin^2 \theta_2) + \dots \\ &+ X^2(V_1^2 \cos^2 \theta_1 - 2V_1V_2 \cos \theta_1 \cos \theta_2 + V_2^2 \cos^2 \theta_2) + \dots \\ &+ 2 \cdot R \cdot X(V_1 \sin \theta_1 - V_2 \sin \theta_2)(-V_1 \cos \theta_1 + V_2 \cos \theta_2) \end{aligned} \quad (\text{B.25})$$

Efetuando a soma das Equações B.22 e B.25:

$$\begin{aligned} (\Re^2 + \Im^2) \cdot (R^2 + X^2)^2 &= \\ &R^2[V_1^2(\cos^2 \theta_1 + \sin^2 \theta_1) + V_2^2(\cos^2 \theta_2 + \sin^2 \theta_2) + \dots \\ &\quad - 2V_1V_2(\cos \theta_1 \cos \theta_2 + \sin \theta_1 \sin \theta_2)] + \dots \\ &+ X^2[V_1^2(\sin^2 \theta_1 + \cos^2 \theta_1) + V_2^2(\sin^2 \theta_2 + \cos^2 \theta_2) + \dots \\ &\quad - 2V_1V_2(\cos \theta_1 \cos \theta_2 + \sin \theta_1 \sin \theta_2)] + \dots \\ &+ 2 \cdot R \cdot X(V_1 \sin \theta_1 - V_2 \sin \theta_2)(V_1 \cos \theta_1 - V_2 \cos \theta_2 - V_1 \cos \theta_1 + V_2 \cos \theta_2) \end{aligned} \quad (\text{B.26})$$

Simplificando a expressão anterior, temos que:

$$\begin{aligned}
 (\mathbb{R}e^2 + \mathbb{I}m^2) \cdot (R^2 + X^2)^2 = & \\
 & R^2[V_1^2(\cos^2 \theta_1 + \cancel{\text{sen}^2 \theta_1}) + V_2^2(\cos^2 \theta_2 + \cancel{\text{sen}^2 \theta_2}) + \dots \\
 & \quad - 2V_1V_2(\cos \theta_1 \cos \theta_2 + \cancel{\text{sen} \theta_1 \text{sen} \theta_2})] + \dots \\
 & + X^2[V_1^2(\cancel{\text{sen}^2 \theta_1} + \cos^2 \theta_1) + V_2^2(\cancel{\text{sen}^2 \theta_2} + \cos^2 \theta_2) + \dots \\
 & \quad - 2V_1V_2(\cos \theta_1 \cos \theta_2 + \cancel{\text{sen} \theta_1 \text{sen} \theta_2})] + \dots \\
 & + 2 \cdot R \cdot X(V_1 \text{sen} \theta_1 - V_2 \text{sen} \theta_2)(V_1 \cos \theta_1 - V_2 \cos \theta_2 - \cancel{V_1 \cos \theta_1 + V_2 \cos \theta_2})
 \end{aligned} \tag{B.27}$$

Portanto, a expressão simplificada fica da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 (\mathbb{R}e^2 + \mathbb{I}m^2) \cdot (R^2 + X^2)^2 = & \\
 & R^2[V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2(\cos \theta_1 \cos \theta_2 + \cancel{\text{sen} \theta_1 \text{sen} \theta_2})] + \dots \\
 & + X^2[V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2(\cos \theta_1 \cos \theta_2 + \cancel{\text{sen} \theta_1 \text{sen} \theta_2})]
 \end{aligned} \tag{B.28}$$

Sabendo que $2V_1V_2(\cos \theta_1 \cos \theta_2 + \cancel{\text{sen} \theta_1 \text{sen} \theta_2}) = 2V_1V_2 \cos \theta_{12}$, é possível reescrever a Equação B.28:

$$(\mathbb{R}e^2 + \mathbb{I}m^2) = \frac{R^2[V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2(\cos \theta_{12})] + X^2[V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2(\cos \theta_{12})]}{(R^2 + X^2)^2} \tag{B.29}$$

Colocando os termos em evidência, tem-se que:

$$(\mathbb{R}e^2 + \mathbb{I}m^2) = \frac{\cancel{(R^2 + X^2)}^1 [V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2(\cos \theta_{12})]}{\cancel{(R^2 + X^2)}^1 (R^2 + X^2)} \tag{B.30}$$

Logo, chegamos em:

$$\mathbb{R}e^2 + \mathbb{I}m^2 = \frac{V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 \cos \theta_{12}}{(R^2 + X^2)} \tag{B.31}$$

Desta forma, a expressão da potência reativa na linha fica da seguinte forma:

$$Q_{Line} = X \cdot (\mathbb{R}e^2 + \mathbb{I}m^2) = X \cdot \frac{V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 \cos \theta_{12}}{R^2 + X^2} \tag{B.32}$$

Note que a Equação B.32 é idêntica a Equação B.12 deduzida utilizando a lei dos cossenos.

B.2 VRA

A seguir, são apresentadas com mais detalhes as deduções das equações do método VRA. O objetivo do VRA é minimizar os desvios de tensão, dado por $\delta V_j(Q^G) = |V_j - V_{nominal}|$, de seu valor nominal de 1pu. Para tanto, similar a Seção anterior, considere a rede elétrica apresentada na Figura a seguir:

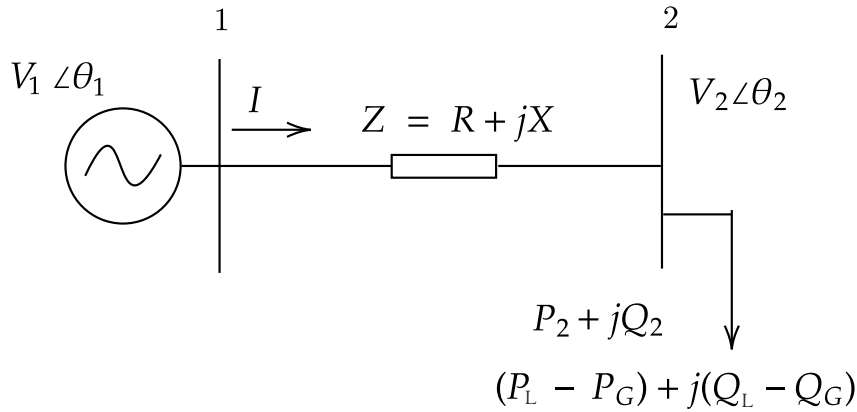


Figura B.3 – Rede elétrica com duas barras

A corrente elétrica que flui da barra 1 para a barra 2 por meio da impedância Z pode ser expressa de duas formas diferentes. Uma expressão relaciona a corrente às tensões e impedância, conforme apresentado na Equação B.33. A outra expressão relaciona a corrente às tensões e potência, como mostrado na Equação B.34:

$$\hat{I} = \frac{\hat{V}_1 - \hat{V}_2}{Z} \quad (\text{B.33})$$

$$\hat{I} = \left(\frac{\hat{S}_2}{\hat{V}_2} \right)^* \quad (\text{B.34})$$

onde $\hat{S}_2 = P_2 + jQ_2$ representa a potência complexa na barra 2, obtida como a diferença entre a potência da carga e a potência gerada nesse barramento. Igualando as Equações B.33 e B.34, podemos obter a seguinte expressão:

$$\frac{\hat{V}_1 - \hat{V}_2}{Z} = \left(\frac{\hat{S}_2}{\hat{V}_2} \right)^* \quad (\text{B.35})$$

Manipulando a expressão, temos:

$$Z \cdot \hat{S}_2^* = \hat{V}_1 \hat{V}_2^* - |V_2|^2 \quad (\text{B.36})$$

Substituindo $Z = R + jX$, $S_2 = P_2 + jQ_2$, e expressando os fasores de tensão em forma trigonométrica, obtemos a Equação B.37, na qual fazemos $P_2 = P$ e $Q_2 = Q$ para simplificar a notação.

$$(R + jX) \cdot (P - jQ) = V_1 V_2 (\cos \theta_{12} + j \operatorname{sen} \theta_{12}) - V_2^2 \quad (\text{B.37})$$

Isolando o termo V_1 e tomando o módulo quadrado de ambos os lados da equação, obtemos as seguintes expressões:

$$V_1 \cdot (\cos \theta_{12} + j \operatorname{sen} \theta) = \frac{1}{V_2} \cdot [(V_2^2 + RP + XQ) + j(XP - RQ)] \quad (\text{B.38})$$

$$V_1^2 = \frac{1}{V_2^2} \cdot [(V_2^2 + RP + XQ)^2 + (XP - RQ)^2] \quad (\text{B.39})$$

Expandindo os termos ao quadrado e simplificando, obtemos a seguinte expressão:

$$V_1^2 = \frac{1}{V_2^2} \cdot [V_2^4 + R^2 P^2 + X^2 Q^2 + 2V_2^2 RP + 2V_2^2 XQ + 2RPXQ + X^2 P^2 - 2RPXQ + R^2 Q^2] \quad (\text{B.40})$$

$$V_1^2 = V_2^2 + 2RP + 2XQ + \frac{R^2 Q^2 + X^2 P^2 + X^2 Q^2 + R^2 P^2}{V_2^2} \quad (\text{B.41})$$

Na rede de duas barras, a regulação de tensão é equivalente a garantir que a diferença entre V_2 e a tensão da barra de referência V_1 seja menor que o limite ϵ . Agora, considere o cenário mais desfavorável de forma que $V_2^2 = V_1^2 + \epsilon$. Substituindo na Equação B.41, temos que:

$$V_1^2 = V_2^2 + \epsilon + 2RP + 2XQ + \frac{R^2 Q^2 + X^2 P^2 + X^2 Q^2 + R^2 P^2}{V_2^2} \quad (\text{B.42})$$

Logo:

$$0 = \epsilon + 2RP + 2XQ + \frac{R^2 Q^2 + X^2 P^2 + X^2 Q^2 + R^2 P^2}{V_2^2} \quad (\text{B.43})$$

Multiplicando toda expressão por V_2^2 , colocando Q^2 e Q em evidência, temos que:

$$Q^2(X^2 + R^2) + Q(2V_2^2 X) + X^2 P^2 + R^2 P^2 + 2V_2^2 RP + V_2^2 \epsilon = 0 \quad (\text{B.44})$$

Isolando a variável Q , obtemos:

$$Q = \frac{-2V_2^2 X + [(2V_2^2 X)^2 - 4(X^2 + R^2)(X^2 P^2 + R^2 P^2 + 2V_2^2 RP + V_2^2 \epsilon)]^{\frac{1}{2}}}{2(X^2 + R^2)} \quad (\text{B.45})$$

Dessa forma, temos:

$$Q = \frac{-2V_2^2 X + [(4V_2^4 X^2) - 4(X^4 P^2 + X^2 R^2 P^2 + 2X^2 V_2^2 R P + V_2^2 \varepsilon X^2 + R^2 X^2 P^2 + R^4 P^2 + 2V_2^2 R^3 P + V_2^2 \varepsilon R^2)]^{\frac{1}{2}}}{2(X^2 + R^2)} \quad (\text{B.46})$$

Colocando alguns termos em evidência, temos:

$$Q = \frac{-2V_2^2 X + 2[(V_2^4 X^2) - (X^4 P^2 + X^2 R^2 P^2 + 2X^2 V_2^2 R P + V_2^2 \varepsilon X^2 + R^2 X^2 P^2 + R^4 P^2 + 2V_2^2 R^3 P + V_2^2 \varepsilon R^2)]^{\frac{1}{2}}}{2(X^2 + R^2)} \quad (\text{B.47})$$

Simplificando alguns termos:

$$Q = \frac{-\cancel{2}V_2^2 X + \cancel{2}[(V_2^4 X^2) - (X^4 P^2 + X^2 R^2 P^2 + 2X^2 V_2^2 R P + V_2^2 \varepsilon X^2 + R^2 X^2 P^2 + R^4 P^2 + 2V_2^2 R^3 P + V_2^2 \varepsilon R^2)]^{\frac{1}{2}}}{\cancel{2}(X^2 + R^2)} \quad (\text{B.48})$$

Reorganizando e somando os termos comuns:

$$Q = \frac{-V_2^2 X + [V_2^4 X^2 - (2X^2 R^2 P^2 + 2X^2 V_2^2 R P + 2V_2^2 R^3 P + X^4 P^2 + R^4 P^2 + V_2^2 \varepsilon X^2 + V_2^2 \varepsilon R^2)]^{\frac{1}{2}}}{(X^2 + R^2)} \quad (\text{B.49})$$

Portanto:

$$Q = \frac{1}{X^2 + R^2} \cdot (-V_2^2 X + \sqrt{\gamma}) \quad (\text{B.50})$$

onde:

$$\begin{aligned} \gamma = & V_2^4 X^2 - (2X^2 R^2 P^2 + X^4 P^2 + R^4 P^2 \\ & + 2X^2 V_2^2 R P + 2R^3 P V_2^2 + V_2^2 \varepsilon X^2 + V_2^2 \varepsilon R^2) \end{aligned} \quad (\text{B.51})$$

Por fim, como $Q = Q_L - Q_G$, temos que:

$$Q_G = Q_L - \frac{1}{X^2 + R^2} \cdot (-V_2^2 X + \sqrt{\gamma}) \quad (\text{B.52})$$

B.3 Graphical Abstract

A seguir, é apresentado um resumo em forma gráfica da Proposta 3 desta Tese.

Analytical Distributed PV Inverter Reactive Power Support Strategy for Reduction of Grid Losses and Voltage Deviations

Problem Statement

$$\begin{cases}
 \text{minimize}_{Q_j^G} & P_{losses}(Q^G) = \sum_{j=1}^{n-1} R \cdot I_j^2 \\
 \text{for all } j = 1, 2, \dots, n, \\
 \text{minimize}_{Q_j^G} & \delta V_j(Q^G) = |V_j - V_{nominal}| \\
 \text{for all } j = 1, 2, \dots, n, \\
 \text{minimize}_{Q_j^G} & P_{losses}(Q^G) = \sum_{j=1}^{n-1} R \cdot I_j^2 \\
 \text{subject to} & \delta V_j(Q_j^G) \leq \Delta V, j = 1, 2, \dots, n
 \end{cases}$$

→ **LRA**

→ **VRA**

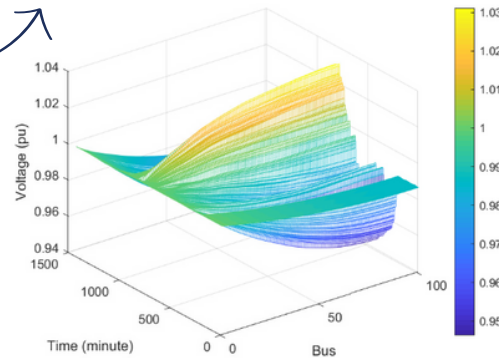
→ **CCS**

$$Q_{j+1}^G = Q_{j+1}^L + X \cdot \frac{V_j^2 + V_{j+1}^2 - 2V_j V_{j+1} \cos \theta_{j, j+1}}{R^2 + X^2}$$

$$Q_{j+1}^G = Q_{j+1}^L - \frac{1}{X^2 + R^2} \cdot (-V_{j+1}^2 X + \sqrt{\gamma})$$

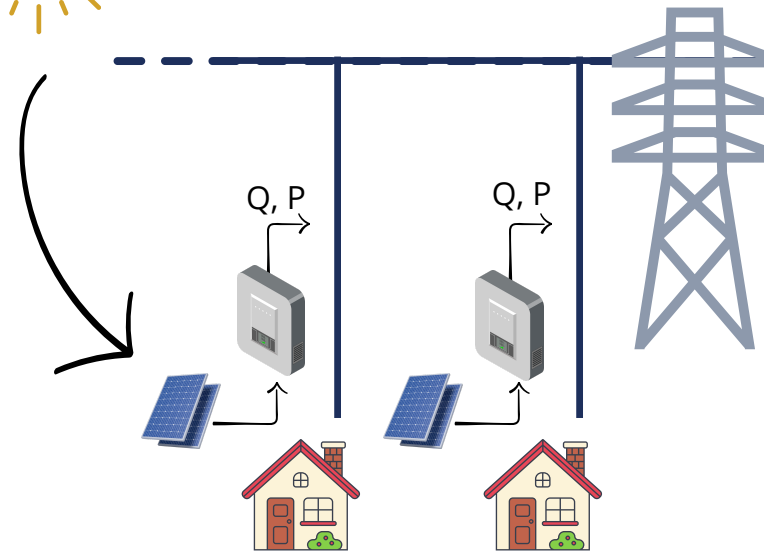
Combined Control Strategy (CCS) for efficient switching between Loss Reduction Algorithm (LRA) and Voltage Regulation Algorithm (VRA)

Analytical relations between reactive power, power loss, and voltage deviation.



Simulation on a radial network with significant PV penetration over a 24-hour interval.

Superior performance of the proposed equation-based approach compared to existing analytical methods in the literature



APÊNDICE C – Resultados adicionais acerca das comparações entre as Propostas 1, 2 e 3 desta Tese

A seguir, nas Figuras C.1 a C.10, são apresentadas comparações entre a geração (soma entre a geração distribuída e a geração na barra *slack*) e as perdas na rede ao longo do dia, além do percentual de perdas em relação a geração.

Figura C.1 – Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 1

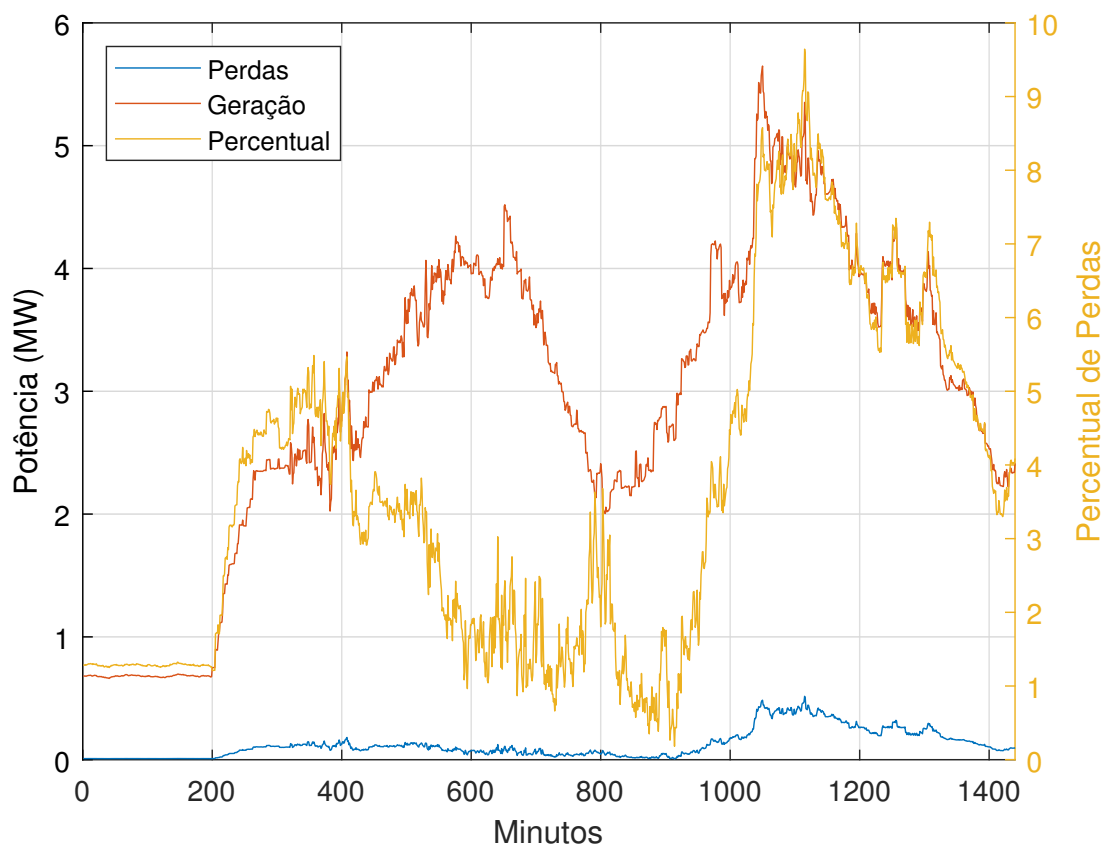


Figura C.2 – Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 2 (GA losses)

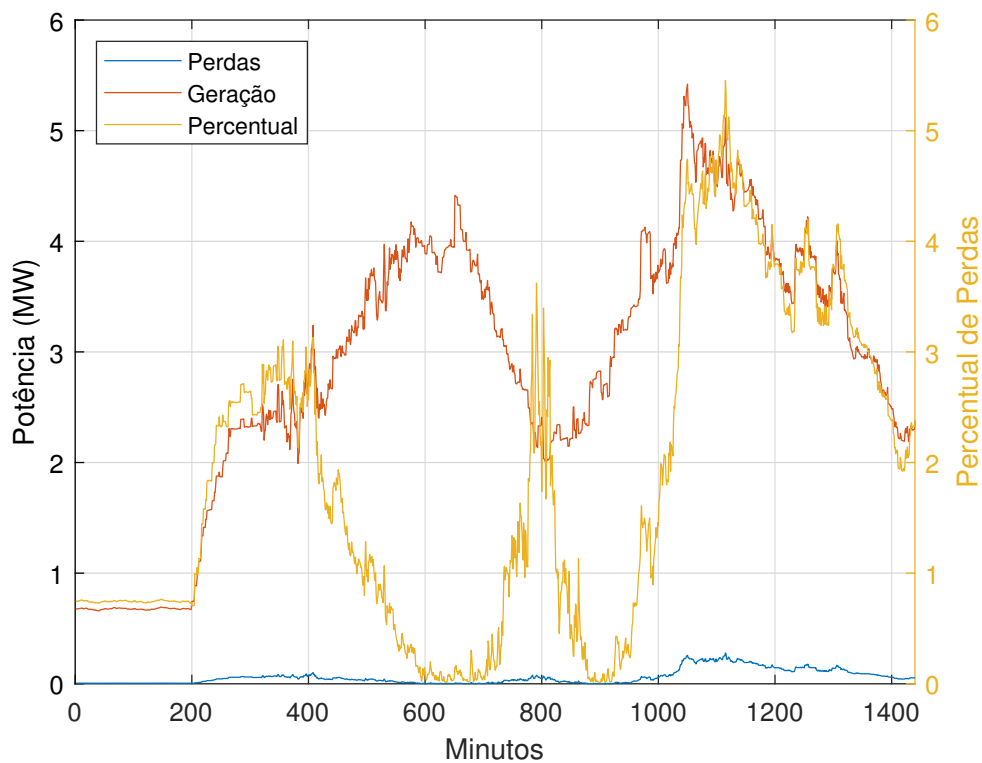


Figura C.3 – Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 2 (GA δV)

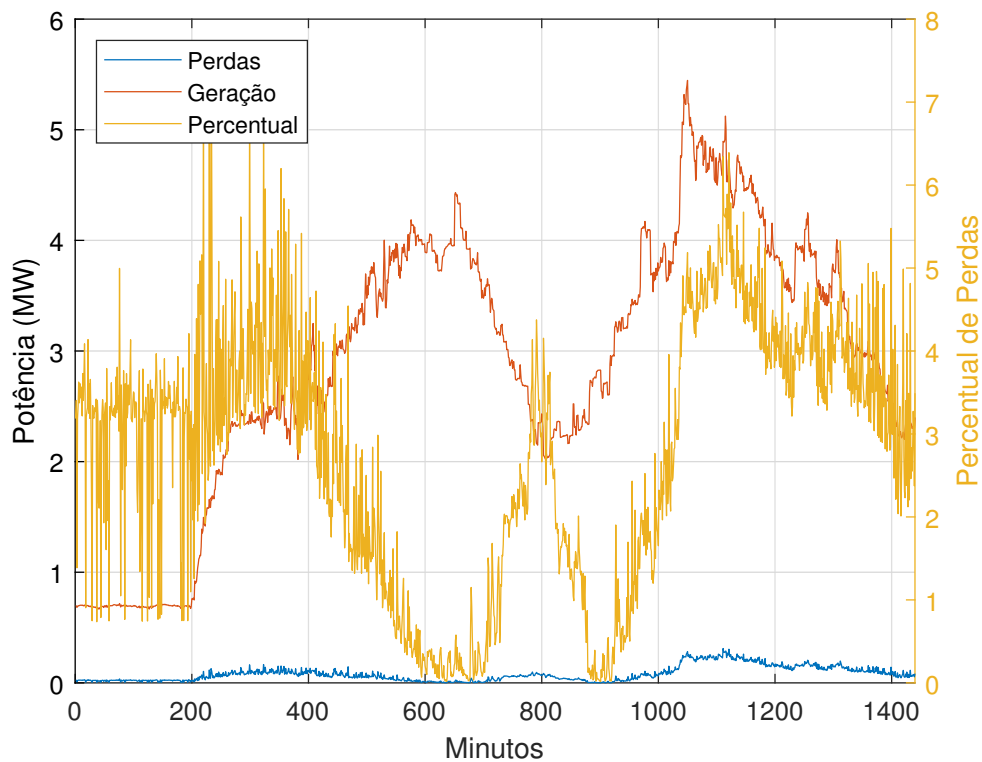


Figura C.4 – Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 2 (GA optimized)

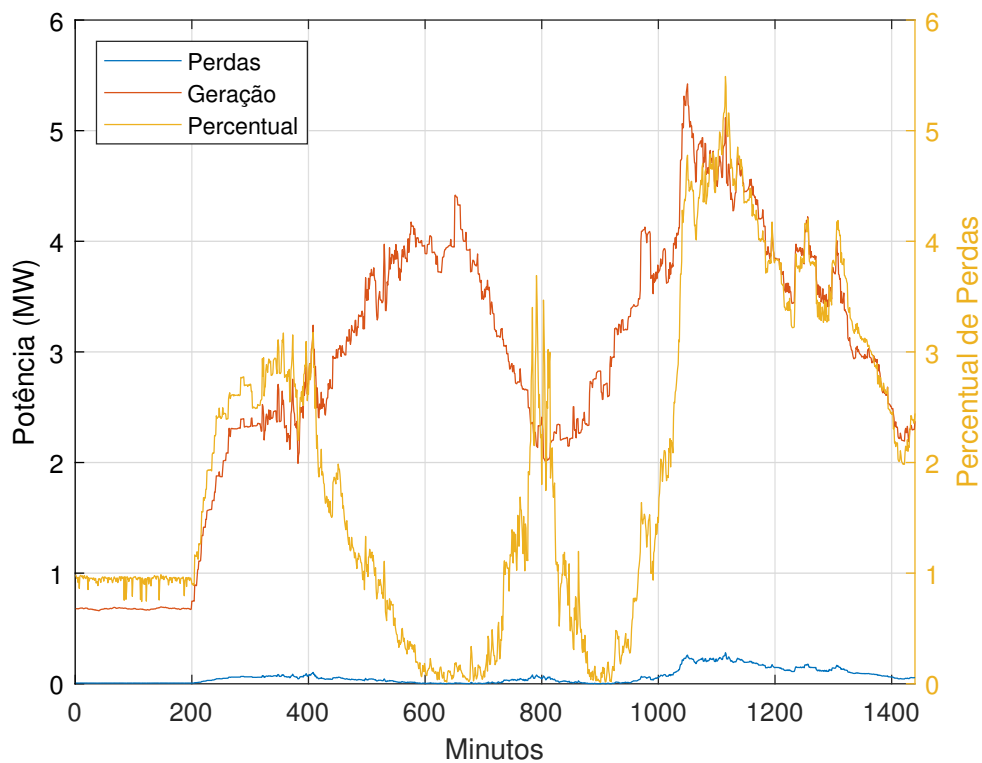


Figura C.5 – Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 2 (FA losses)

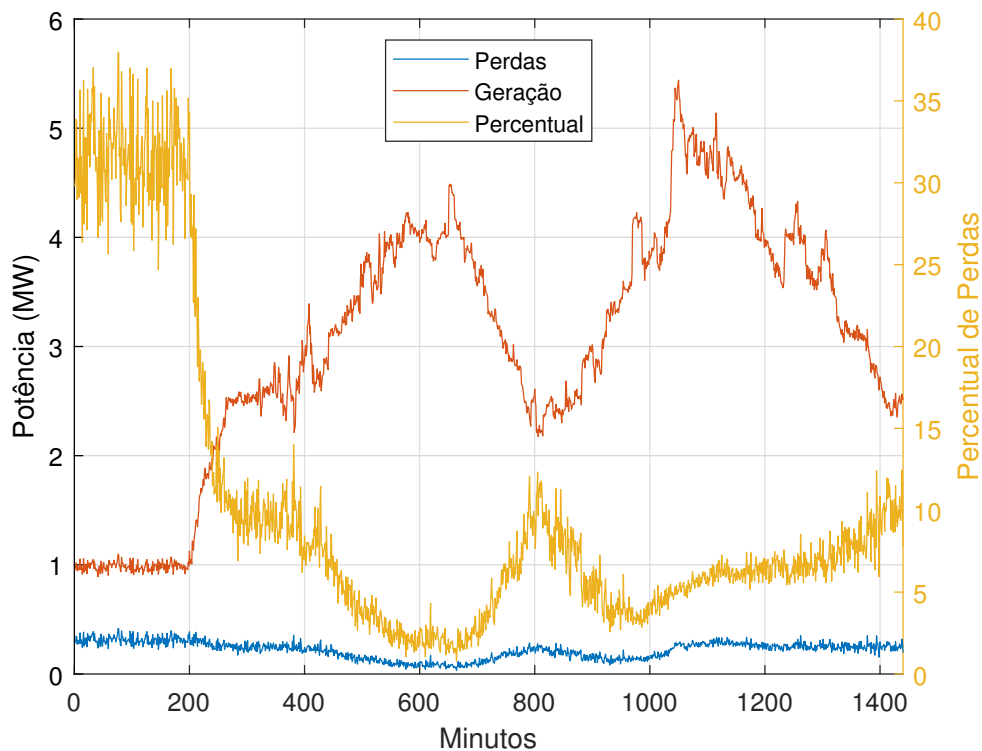


Figura C.6 – Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 2 (FA δV)

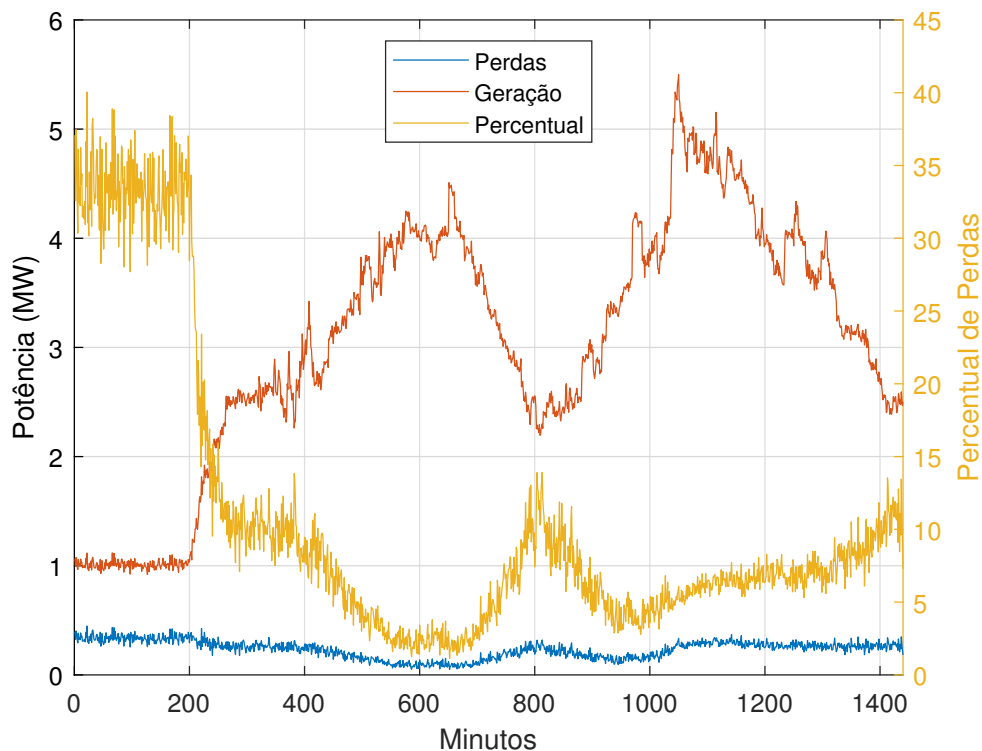


Figura C.7 – Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 2 (FA optimized)

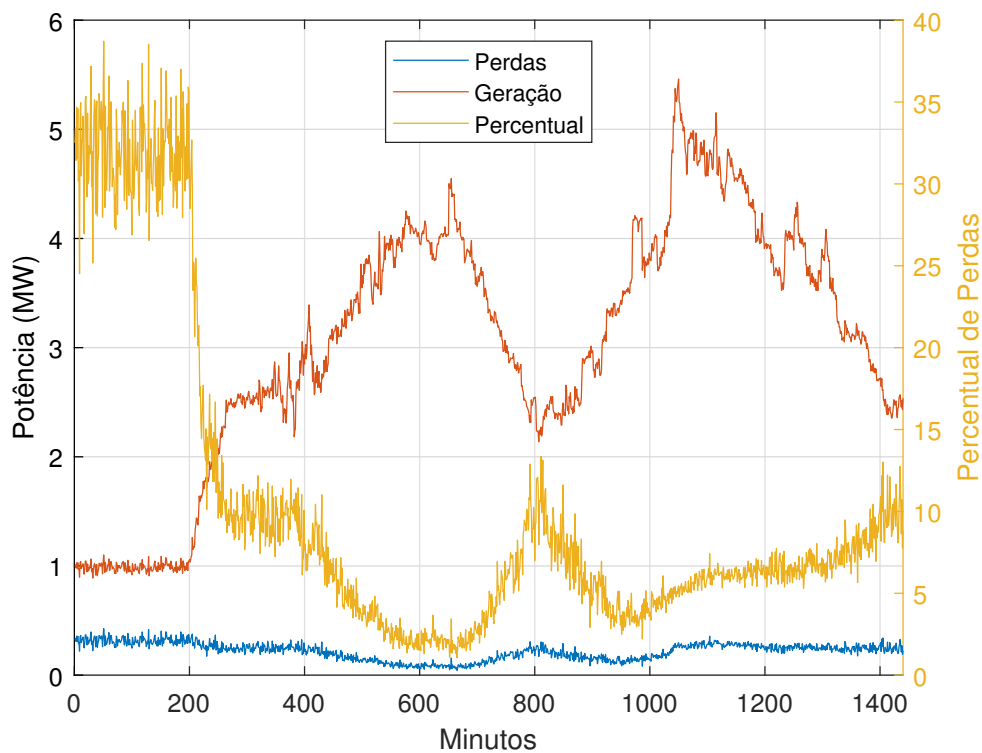


Figura C.8 – Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 3 (LRA)

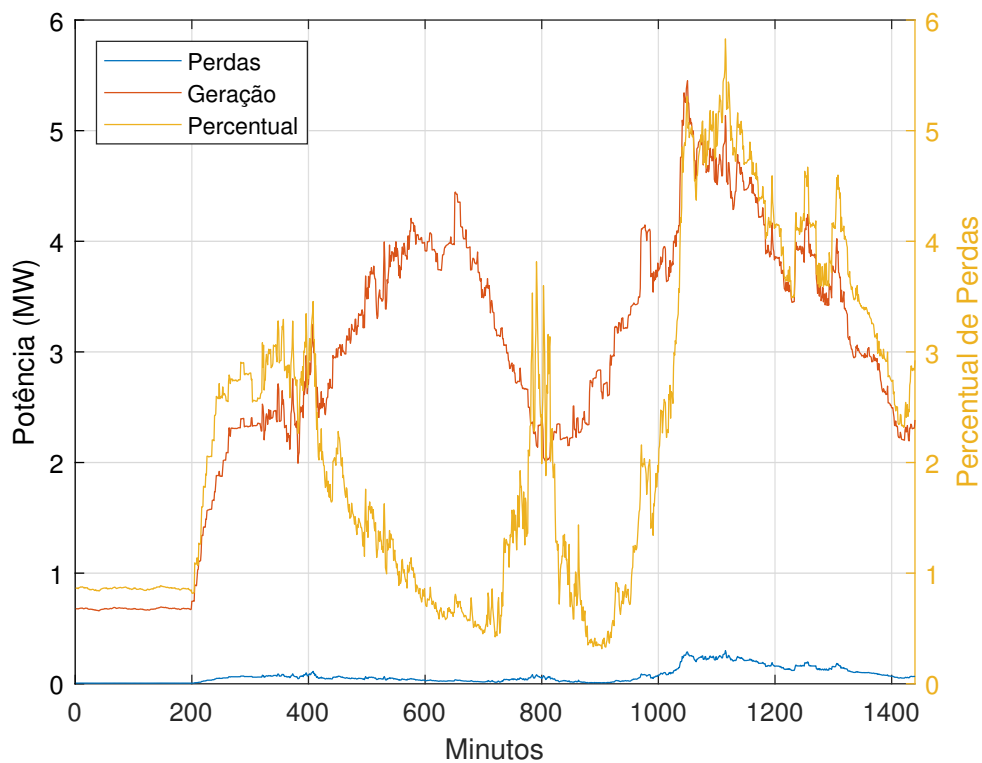


Figura C.9 – Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 3 (VRA)

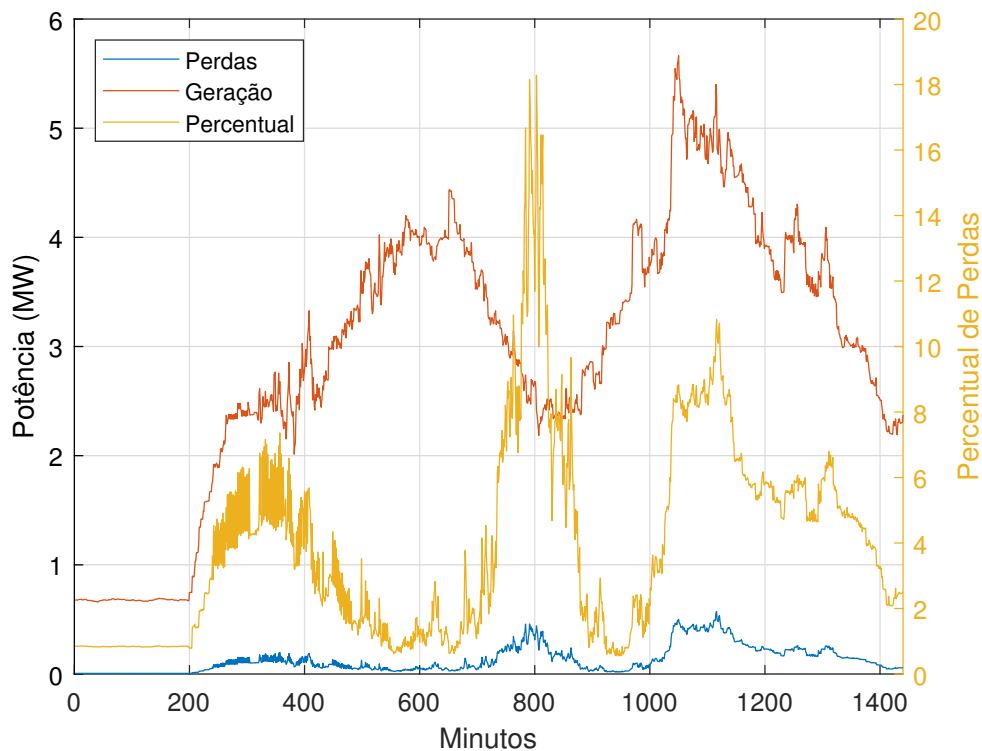
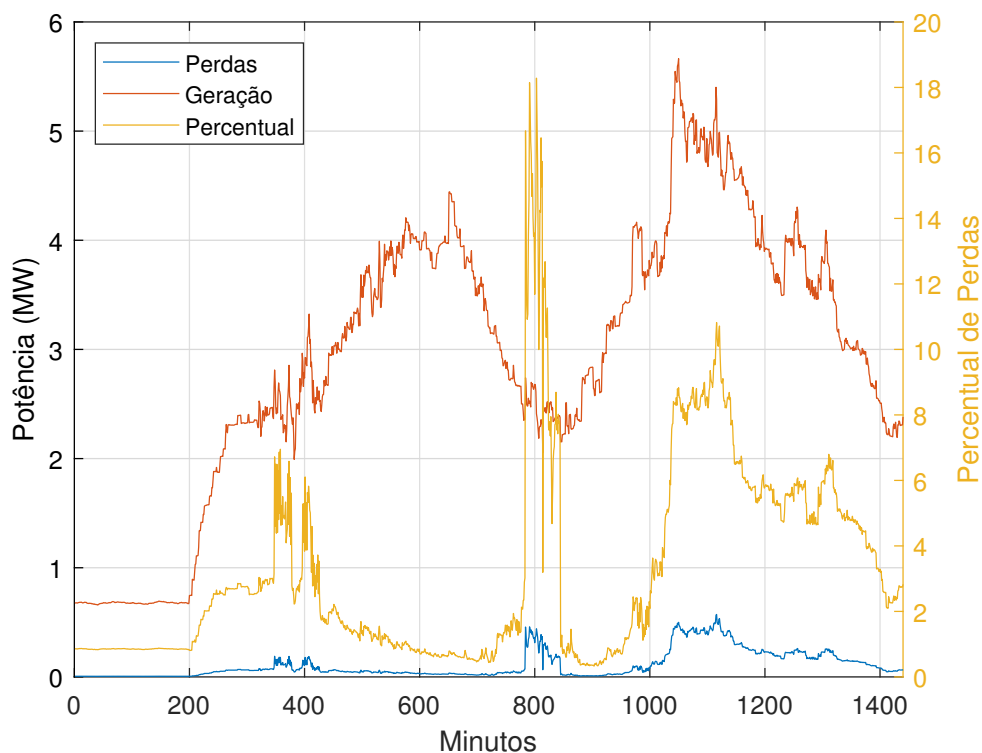


Figura C.10 – Comparação entre perdas e geração utilizando a Proposta 3 (CCS)



É apresentada na Figura C.11 uma comparação entre funções de densidade de probabilidade das perdas elétricas para cada uma das propostas desta tese. Observa-se que alguns métodos tem valores concentrados mais próximos de zero, como GA (losses), GA (optimized), LRA e CCS. Outros métodos, como o VRA, apresenta uma curva mais atenuada, distribuindo os valores de 0 a 60GW. As curvas obtidas pelo FA apresentam picos entre 20GW e 30GW, indicando uma maior ocorrência de perdas entre esses valores ao longo do dia.

Figura C.11 – Comparação das funções de densidade de probabilidade das perdas elétricas

