

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CAMILO ALBERTO SEPÚLVEDA RANGEL

**MODELO APROXIMADO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUIDA E O EFEITO DA
TENSÃO NA CARGA.**

Porto Alegre

2015

CAMILO ALBERTO SEPÚLVEDA RANGEL

**MODELO APROXIMADO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUIDA E O EFEITO DA
TENSÃO NA CARGA.**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner

Porto Alegre

2015

CAMILO ALBERTO SEPÚLVEDA RANGEL

**MODELO APROXIMADO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUIDA E O EFEITO DA
TENSÃO NA CARGA.**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner, UFRGS.

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP –
São Paulo, Brasil.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira, UNISINOS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Maria - Santa Maria, Brasil

Prof. Dr. Luís Alberto Pereira, UFRGS

Doutor pela Universität Kaiserslautern - Kaiserslautern, Alemanha

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University Of Technology - Göteborg, Suécia)

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Luís Fernando Alves Pereira

Porto Alegre, Junho de 2015.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho em especial aos meus pais Jose Alberto Sepúlveda Mora e Ana Cristina Rangel Alvarez, pela dedicação, sacrifício e apoio em todos os momentos difíceis.

AGRADECIMENTOS

Às funcionárias da secretaria do PPGEE, pela assistência durante o período de mestrado.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

Ao Professor Dr. Sérgio Haffner e a Mariana Resener pela orientação e colaboração na realização deste trabalho.

Aos colegas do PPGEE pelo seu auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso e apoio na revisão deste trabalho.

A CAPES pela provisão da bolsa de mestrado.

A meus amigos Mario, Sergio Martinez, Viyils, Cintia, Angelica, Daniel e Rochele pelo apoio durante o tempo de realização do curso, em especial a Gustavo Rosero pela colaboração incondicional.

Finalmente agradeço a minha querida Fernanda Ismailof, pela constante companhia, dedicação e carinho.

RESUMO

Esta dissertação apresenta um modelo aproximado de rede desenvolvido para análise de sistemas de distribuição em regime permanente. O modelo é detalhado do ponto de vista matemático e teórico considerando a representação dos elementos em derivação da rede (cargas e geradores) e dos limites operacionais empregando aproximações lineares. A modelagem linear permite determinar de forma simples os valores das tensões e correntes do sistema, podendo ser empregada em problemas de otimização relacionados ao planejamento e expansão de sistemas de distribuição. A representação da carga considera a influência da variação da tensão, fator determinante nas redes de distribuição. Também é considerada a inclusão de geração distribuída (GD) sendo implementada para diferentes modos de operação, permitindo ainda a minimização das perdas para a barra onde a GD está alocada. Para validar a abordagem proposta, os resultados do modelo apresentado foram comparados em termos de tensões, correntes e perdas com resultados obtidos com o modelo convencional de fluxo de carga, solucionado pelo algoritmo de varredura. Os testes foram realizados em dois sistemas de distribuição conhecidos, um de 70 barras e um de 135 barras. Para o sistema de 70 barras foi avaliado o uso de diferentes modos de operação da GD. Finalmente, para o sistema de 135 barras foram comparados os resultados do modelo proposto com o fluxo de carga convencional caracterizando a GD como uma barra de tensão controlada (PV) para diversos valores de injeção ativa na barra selecionada. As conclusões confirmam a validade e as vantagens que o modelo desenvolvido neste trabalho proporciona.

Palavras-chave: Planejamento de redes de distribuição. Otimização. Modelo linearizado. Modelo ZIP. Geração distribuída. Modelo de injeção de correntes.

ABSTRACT

This work presents an approximate model developed to the analysis of electrical distribution systems at steady state. Both mathematical and theoretical details are given considering the representation of the shunt elements (loads and generators) and the operating limits of the network, using linear approximations. The linear modeling adopted resulted in a simple way to determine the values of the voltages and currents of the system; further the model can be applied to optimization problems related to optimal operation and expansion planning of distribution systems. The load representation considers the influence of voltage variations, which play an important role in the distribution networks. This work also considers the inclusion of distributed generation (DG), which is assessed under several modes of operation, including one mode which allows to minimize the losses at the node where the DG is located. To validate the proposed approach, the results for two example networks, given in terms of voltages, currents and losses, were compared with corresponding results obtained with conventional load flow model, solved by the backward-forward sweep method. The examples networks used to test and validate the model are known distribution systems, one having 70 and the other 135 nodes. Regarding the system with 70 nodes, the inclusion of DG was studied for several operational modes. Finally, the system of 135 nodes were used to compare the results of the proposed model with the results of the conventional load flow; in this case, the GD was characterized as a controlled-voltage bar (PV) for various levels of active power injection into the bar where the GD is located. The conclusions show the validity and advantages of the proposed model.

Keywords: Distribution system planning. Optimization. Linearized model. ZIP load model. Distributed generation. Current injection model.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	OBJETIVOS	14
1.2	REVISÃO DA LITERATURA	15
1.2.1	MODELOS DE REDE	15
1.2.2	APLICAÇÕES	21
2	ANÁLISE E MODELAGEM DA CARGA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	25
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	25
2.2	ANÁLISE DOS MODELOS	32
2.3	INFLUÊNCIA DOS MODELOS DE CARGA NOS RESULTADOS DO FLUXO DE CARGA	40
2.3.1	ÍNDICES UTILIZADOS NA COMPARAÇÃO DOS MODELOS	41
2.3.2	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS NOS MODELOS ZIP E DE POTÊNCIA CONSTANTE	43
2.4	MODELAGEM DA CARGA ADOPTADA	44
3	REPRESENTAÇÃO PROPOSTA PARA OS GERADORES	47
3.1	GERADOR COMO BARRA PQ	48
3.2	GERADOR COM FATOR DE POTÊNCIA DEFINIDO FPDEF	48
3.3	GERADOR COM FATOR DE POTÊNCIA LIMITADO (FPLIM)	50
3.4	GERADOR OPERANDO COMO BARRA DE TENSÃO CONTROLADA (PV)	51
4	REPRESENTAÇÃO DA REDE	52
4.1	REPRESENTAÇÃO DAS PERDAS	56
4.2	REPRESENTAÇÃO DOS LIMITES OPERACIONAIS	58
4.3	MODELO PROPOSTO	58
5	TESTES REALIZADOS	60
5.1	SISTEMA DE 70 BARRAS	60
5.2	SISTEMA DE 135 BARRAS	62
5.3	CONSIDERAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	64
5.3.1	SISTEMA DE 70 BARRAS	64
5.3.2	SISTEMA DE 135 BARRAS	67
6	CONCLUSÃO	74
6.1	SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS	75
	REFERÊNCIAS	77
	ANEXO 1: APROXIMAÇÃO DA QUEDA DA TENSÃO	83
	ANEXO 2: DADOS DO SISTEMA TESTE DE 135 BARRAS	87
	ANEXO 3: TESTE DO SISTEMA DE 70 BARRAS COM VARIAÇÃO DA CARGA	93

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Modelos de carga – Estudos de sistemas de distribuição – Regime permanente.....	26
Figura 2 Modelos de carga – Abordagens, para identificação dos parâmetros.....	27
Figura 3 Modelos de carga – Inclusão da GD nos modelos de carga em baixa tensão.....	27
Figura 4 Curva de potência ativa <i>versus</i> tensão, Modelos ZIP e Exponencial.....	35
Figura 5 Curva de potência reativa <i>versus</i> tensão, Modelos ZIP e Exponencial.....	36
Figura 6 Cargas Residenciais – Curva de potência ativa <i>versus</i> tensão, Modelo ZIP.....	37
Figura 7 Cargas Residenciais ($Q_{nom} > 0$) – Potência reativa <i>versus</i> tensão, Modelo ZIP...	38
Figura 8 Cargas Residenciais ($Q_{nom} < 0$) – Potência reativa <i>versus</i> tensão, Modelo ZIP...	38
Figura 9 Curva de potência ativa <i>versus</i> tensão, Modelos ZIP e equivalente Exponencial (Exp).....	39
Figura 10 Curva de potência reativa <i>versus</i> tensão, Modelos ZIP e equivalente Exponencial (EXP).....	40
Figura 11 Triângulo de relação de injeções ativa e reativa dos geradores.....	49
Figura 12 Sistema de 4 barras.....	53
Figura 13 Restrições lineares utilizadas para aproximar as perdas ativas nas linhas.....	57
Figura 14 Sistema de 70 Barras – Alocação da GD.....	65
Figura 15 Sistema 135 barras – Alocação das GD nas barras.....	69
Figura 16 Sistema 135 barras com GD – A11 a A14 – Perdas <i>vs</i> Injeção ativa.....	69
Figura 17 Sistema 135 barras com GD – A15 a A18 – Perdas <i>vs</i> Injeção ativa.....	70
Figura 18 Sistema 135 barras com GD – A11 a A14 – Diferenças das Perdas <i>vs</i> Injeção ativa.	71
Figura 19 Sistema 135 com GD – A15 a A18 – Diferenças das Perdas <i>vs</i> Injeção ativa.....	71
Figura 20 Sistema 135 barras com GD – A17 – Perdas <i>vs</i> Injeção ativa para o FC e o MA....	72
Figura 21 Sistema 135 barras com GD – Índices de Diferença de Tensão <i>vs</i> Injeção ativa....	73
Figura 22 Sistema de distribuição de 5 barras.....	84
Figura 23 Sistema de 5 Barras – Tensões nas Barras (pu).....	85
Figura 24 Sistema de 135 Barras.....	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Comparação do método de varredura (FBS) com o método de injeção de correntes (TCIM).....	18
Tabela 2. Otimização do sistema – Resultados para diferentes modelos de carga.....	30
Tabela 3. Coeficientes usados para diferentes tipos de cargas.....	32
Tabela 4. Coeficientes polinomiais de cargas residenciais.....	34
Tabela 5. Parâmetros do modelo ZIP e seu equivalente exponencial na amostra da América do Norte, e América do Sul.	34
Tabela 6. Sistema 70 barras com perturbações – Diferenças FC (Pcte) <i>versus</i> FC (ZIP).	43
Tabela 7. Limites segundo os modos de operação dos geradores.	51
Tabela 8. Valores dos coeficientes da equação (57) e (58).	57
Tabela 9. Sistema 70 barras com perturbações – Diferenças FC <i>versus</i> MA.....	61
Tabela 10. Sistema 135 barras com perturbações – Diferenças FC <i>versus</i> MA.....	63
Tabela 11. Sistema 135 barras com perturbações –Tensões mínimas no FC.....	64
Tabela 12. Definição dos limites para a alocação da GD (Valores em pu).	65
Tabela 13. Sistema 70 Barras– Modos de operação com GD- Resultados obtidos.....	66
Tabela 14. Sistema 70 Barras com GD – Comparação Abu-Mouti e El-Hawary (2011).	67
Tabela 15. Sistema 135 Barras – Barras com GD e Injeções Ótimas.	68
Tabela 16. Dados Sistema de 5 Barras.	84
Tabela 17. Sistema 5 Barras – Valores das tensões nas barras.....	85
Tabela 18. Sistema 5 Barras – Valores das queda de tensão.	86
Tabela 19. Dados Sistema 135 Barras – A11 e A12.	89
Tabela 20. Dados Sistema 135 Barras – A13 e A14.	90
Tabela 21. Dados Sistema 135 Barras – A15 e A16.	91
Tabela 22. Dados Sistema 135 Barras – A17 e A18.	92
Tabela 23. Sistema 70 – Carregamento 100% da Nominal – Diferenças FC <i>versus</i> MA.	94
Tabela 24. Sistema 70 – Carregamento 70% da Nominal – Diferenças FC <i>versus</i> MA.	95
Tabela 25. Sistema 70 – Carregamento 30% do Nominal – Diferenças FC <i>versus</i> MA.....	96
Tabela 26. Sistema 70 – Carregamento 100% do Nominal – Perdas totais obtidas.....	97
Tabela 27. Sistema 70 – Carregamento 70% do Nominal – Perdas totais obtidas.....	97
Tabela 28. Sistema 30 – Carregamento 30% do Nominal – Perdas totais obtidas.....	97

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CA: Corrente Alternada

CC: Corrente Contínua

CFL: *Compact Fluorescent Lamps*

CIGRE: International Council on Large Electric Systems

CSCR: *Capacitor Start-Capacitor Run motor*

FBS: Forward/backward Sweep

FC: Fluxo de Carga

FP: Fator de Potência

GD: Geração Distribuída

GIL: General Incandescent Lamps

MA: Modelo Aproximado

MST: Minimum Spanning Tree

NC: Nível de Carregamento

PQ: Potência Ativa- Potencia Reativa

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PSO: *Particle Swarm Optimization*

PV: Potência Ativa- Tensão

R/X: Resistência/Reatância

RSIR: *Resistive Start-Induction Run motor*

SMPS: Switch Mode Power Supply

SMPSnopfc: *SMPS no power factor correction*

SMPSppfc: *SMPS passive power factor correction*

TCIM: *Three-phase Current Injection Method*

ZIP: Impedância (Z), Corrente (I) e Potência (P)

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é fundamental para a manutenção e crescimento da sociedade atual, sendo as principais atividades do setor elétrico divididas em geração, transporte (transmissão) e distribuição deste recurso energético. A importância da distribuição reside no fato de que ela realiza a conexão entre o sistema elétrico e a carga localizada nos centros de consumo ou em regiões rurais. Por estar diretamente ligada ao consumidor, aspectos relacionados com a qualidade do produto ou do serviço são muito importantes, sujeitos a forte regulamentação, fontes de fiscalização e penalização no caso de não conformidade (ANEEL, 2010).

Considerando que a demanda de energia elétrica sempre está em crescimento, é conveniente ter um modelo adequado do sistema, que permita resolver o problema de operação da rede para as diferentes condições a que o sistema será submetido. Este tipo de análise é fundamental para resolver o problema de planejamento da expansão dos sistemas de distribuição. Nesta análise, é necessário determinar os valores das tensões e correntes do sistema, sendo normalmente utilizado o fluxo de carga. Porém, estes modelos apresentam dificuldades dadas a grande quantidade de informação necessária, incertezas do comportamento da carga e o emprego de equações não lineares para representar o sistema (KERSTING, 2001).

Outro aspecto a considerar, do setor elétrico, é que com a presença de incentivos econômicos, torna-se atrativa a inclusão de dispositivos para a produção de energia elétrica nas proximidades de seu consumo, ainda à possibilidade de venda do excedente ao próprio sistema no qual a conexão é realizada (WILLIS, 2000). Assim, diferente das grandes centrais que empregam preponderantemente fontes convencionais de energia, as fontes de geração distribuída (GD) empregam uma diversidade muito grande de fontes de energia, com destaque para as fontes alternativas, admitidas como de baixo impacto ambiental (tais como eólica,

solar fotovoltaica e células de combustível) (DRIESEN e KATIRAEI, 2008). A inclusão desta GD no sistema elétrico pode trazer benefícios como: continuidade do atendimento, quando o sistema de transmissão apresenta alguma contingência, melhorias no perfil de tensão e redução de perdas do sistema (DRIESEN e KATIRAEI, 2008) (ANWAR e MAHMOOD, 2014).

Com a presença da GD em redes de distribuição, os fluxos tornam-se bidirecionais, transformando o sistema de distribuição anteriormente passivo em uma rede ativa (JABR, 2006). Dentro desse contexto, a definição da forma de operação dos dispositivos de controle e proteção torna-se mais complexa, pois necessita levar em consideração todas as formas que a GD será autorizada a operar. Origina-se então a necessidade de um modelo que permita verificar os efeitos da inclusão da GD nos sistemas de distribuição de energia visando possibilitar formular e resolver os problemas relacionados com o planejamento ótimo da operação e expansão destes sistemas (HAFFNER *et al.*, 2008a)

Empregando formas simplificadas de representar o sistema de distribuição, é possível planejar de modo mais rápido e sem tantas dificuldades os sistemas de distribuição. Com a metodologia proposta neste trabalho tem-se uma modelagem linear aproximada para a determinação das tensões e correntes do sistema de distribuição permitindo a análise do desempenho da rede. A abordagem proposta possibilita também o estudo do sistema nos casos em que for sujeito às possíveis formas de inserção de geração distribuída, permitindo ainda considerar diferentes modos de operação da GD. .

Este trabalho também analisa os modelos de carga empregados em sistemas de distribuição, levando em conta a influencia da variação da tensão nas cargas, fato importante, mas desconsiderado no modelo de fluxo de carga convencional formulado por injeções constantes de potência. Considerando esta dependência da tensão e outras características apresentadas neste trabalho são justificadas a representação da geração e da carga por injeções

constantes de corrente no modelo proposto, o que permite representar o sistema por meio de expressões lineares. O uso de expressões lineares garante que seja determinada a solução para qualquer forma de operação do sistema, incluindo os casos em que métodos como o fluxo de carga convencional não convergem. Isto permite avaliar situações nas quais os métodos baseados nos fluxos de carga convencionais não convergem geralmente relacionados a pontos de operação com altos níveis de carregamento e grandes quedas de tensão. Assim, a metodologia garante seu uso em modelos de otimização com metas de minimização de custos, perdas e quedas de tensão, relacionadas ao problema de planejamento ótimo de expansão e operação dos sistemas de distribuição.

1.1 OBJETIVOS

O principal objetivo do trabalho é desenvolver um modelo simplificado para análise em regime permanente dos sistemas de distribuição e validá-lo mediante testes. O modelo proposto considera a influência da variação da tensão nas cargas e a inclusão de geração distribuída no sistema. Os testes realizados envolvem a simulação de redes de distribuição com diferentes quantidades de barras, sendo feita a comparação dos resultados obtidos com o modelo de fluxo de carga convencional, que é resolvido pelo método de varredura.

Como objetivos específicos, tem-se:

- aplicar o modelo desenvolvido para a análise da rede de distribuição sob a inserção de geração distribuída, implementando diferentes modos de operação;
- validar o modelo através de comparação dos resultados com os valores dados pelo fluxo de carga convencional levando em conta o efeito da tensão nas cargas;

- quantificar as perdas de potência ativa na rede de distribuição por intermédio do emprego de um modelo linear. A quantificação das perdas considera ainda a inclusão da geração distribuída permitindo determinar as tensões e injeções de potência necessárias para satisfazer este objetivo.

1.2 REVISÃO DA LITERATURA

Nesta seção, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre os temas relacionados ao modelo proposto. Neste caso, descrevem-se os principais estudos feitos sobre a modelagem da rede, sendo apresentado o modelo de fluxo de carga como modelo padrão utilizado na análise dos sistemas de distribuição em regime permanente. Para o fluxo e carga, a forma de representar a carga por injeções constantes de potência é um fator determinante nos valores obtidos para as tensões e correntes do sistema, apresentando uma formulação não linear. A representação da carga por injeções constantes de corrente é apresentada como uma alternativa para a representação da carga na solução convencional do fluxo de carga, sendo comparadas estas duas formas de representar a carga. Outros modelos empregados na análise dos sistemas de distribuição em regime permanente são apresentados considerando adaptações na formulação do fluxo e carga convencional. Em relação ao modelo proposto são mostrados outros trabalhos que aplicam aproximações lineares para a análise dos sistemas de distribuição. Finalmente são mostradas algumas aplicações usadas em problemas de planejamento de operação e expansão de redes de distribuição, onde poderia ser utilizado o modelo aproximado descrito nesse trabalho.

1.2.1 Modelos de Rede

Dentro da modelagem dos sistemas elétricos em regime permanente, usualmente são usados dois modelos para representar as características elétricas do sistema. O modelo de fluxo de carga convencional (Corrente Alternada – CA), que é um método amplamente

empregado na análise de redes em regime permanente, e o fluxo de carga linearizado (Corrente Contínua – CC) que é bastante empregado nos modelos de otimização relacionados com o planejamento da operação e expansão de sistemas elétricos. A metodologia do fluxo de carga linearizado é empregada para sistemas de transmissão em alta e extra-alta tensão sendo inadequada para trabalhar em redes de distribuição em função da elevada relação resistência/reatância (R/X) nestes sistemas (VARASCHIN GASPERIN, 2008).

No problema do fluxo de carga, a carga é representada por injeções constantes de potência e as linhas e os transformadores são representados por impedâncias. As equações de balanço são descritas por expressões não lineares relacionando as injeções de potência com as magnitudes e ângulos de fase das tensões nodais (MONTICELLI e GARCIA, 2003). O emprego destas expressões torna complexa a implementação de modelos de otimização em redes de distribuição. Isto ocorre pelo fato de lidar com restrições não lineares que relacionam os fluxos de potência com os fasores que representam as tensões nodais. Nesse sentido, a solução deste problema implica o emprego de técnicas iterativas.

O método de varredura é um dos principais métodos utilizados na solução do problema do fluxo de carga em redes radiais de distribuição de energia, o qual consiste em dois passos básicos. O primeiro deles, a varredura *backward*, determina o valor das correntes ou fluxos de potência com as possíveis atualizações das tensões, partindo de uma tensão definida em todas as barras da rede de distribuição – normalmente é utilizada a tensão da subestação. O segundo passo, a varredura *forward*, realiza os cálculos das quedas de tensão com as atualizações das correntes ou fluxos de potência. Estes métodos são repetidos até chegar numa convergência (BERG, HAWKINS e PLEINES, 1967) (KERSTING, 2001). Dada sua robustez e simplicidade, o método de varredura é muitas vezes usado como referência de comparação com outras metodologias de estudo do fluxo de carga em redes de distribuição de energia.

A convergência do método de varredura foi melhorada por Chang, Chu e Wang (2007) utilizando o princípio linear de proporcionalidade para encontrar a relação entre as componentes reais e imaginárias da tensão inicialmente especificada com relação à tensão calculada na barra da subestação durante a varredura *forward*. Esta metodologia pode ser modificada também para resolver o fluxo de carga trabalhando unicamente com as magnitudes das tensões. Para isto elimina-se o ângulo de fase na formulação das equações que representam a rede (CESPEDES, 1990).

A solução do fluxo de carga para sistemas levemente malhados é apresentada no trabalho de Shirmohammadi *et al.*, (1988) e está baseado em escolher pontos de quebra para converter o sistema levemente malhado numa estrutura radial e poder assim aplicar o método de varredura no cálculo das tensões e correntes do sistema.

Outra abordagem utilizada para a resolução do fluxo de carga começa tratando as demandas como injeções de correntes e, partindo de um cálculo matricial simples, obtém as tensões nas barras, resultando assim um algoritmo que pode resolver sistemas (balanceados ou desbalanceados) radiais ou mistos nas redes de distribuição (TENG, 2003) (GARCIA *et al.*, 2000) (PENIDO *et al.*, 2008) (CHEN *et al.*, 1991). No entanto, nesta metodologia ainda é necessário aplicar um processo iterativo para atualizar as injeções de corrente. A comparação desta metodologia de injeção de correntes (*Three-phase Current Injection Method*, TPCIM) com a técnica tradicional de varredura (*Forward/Backward Sweep method*, FBS) é detalhada no trabalho de Leandro Ramos (2010) cujos resultados estão resumidos na Tabela 1.

Como se mostra na Tabela 1, as vantagens do método de varredura estão relacionadas à facilidade da sua execução e com uma implementação computacional simples. No entanto, este método apresenta desvantagens para sistemas com as seguintes características: grande porte, elevado nível de carga (provocando tensões baixas), presença de dispositivos de controle e com topologia malhada. Para estes casos, é requerido um número grande de

iterações podendo não convergir. Neste sentido, embora o método de injeção de correntes apresente uma metodologia complexa, seu uso garante uma convergência mais rápida para os sistemas com as características mencionados anteriormente, sendo mais robusto e permitindo considerar sistemas com dispositivos de controle (LEANDO RAMOS, 2010). Desta forma, o uso de cada um destes métodos é determinado pelo tipo de estudo e tarefa a realizar no sistema.

Tabela 1. Comparação do método de varredura (FBS) com o método de injeção de correntes (TCIM).

Características	FBS	TCIM
Metodologia	Simple	Complexo
Implementação do método	Simple	Complexo
Extensão do sistema com maiores fases	Simple	Mais difícil
Controle (implementação)	Mais complicado	Simple
Convergência (número de iterações necessárias)	Muitas*	Poucas (Quadrático)
Sistemas com controles	Incremento considerável no número de iterações	Solução sem problemas
Sistema Radial	Solução sem problemas	Solução sem problemas
Sistema Malhado	Apresenta problemas na Solução Crescimento de laços no número de iterações	Solução sem problemas
Tempo total de processamento	Baixo	Baixo
Tempo de Iteração	Baixo	Alto
Robustez	Médio	Alto

*Número alto levando em conta um sistema de distribuição com grande quantidade de nós ou com um nível de carga moderadamente alto

Fonte: Leandro Ramos (2010)

Algumas propostas adaptam métodos como o de Newton Raphson e Gauss-Seidel, usados geralmente para a solução de fluxos de potência em sistemas de alta e extra-alta tensão, para serem aplicados em redes distribuição. Exemplos destas propostas são apresentados em trabalhos feitos por Zhang e Cheng (1997) e Teng e Chang (2002), os quais trabalham desconsiderando a decomposição LU (*Lower-Upper*) na solução do problema fluxo de carga, evitando problemas de mau condicionamento. Abordando também este assunto, Venkatesh, Dukpa e Chang (2009) utilizam um conjunto de $3(N-1)$ equações –sendo N o

número de barras— para representar sistemas de distribuição radial. Neste sentido, as equações empregadas para o sistema de distribuição são resolvidas por uma técnica de Newton-Raphson apresentando uma característica monotônica de convergência. Este método é aplicável para cargas tipo potência constante e impedância constante e utiliza uma representação por injeções de potências.

Jabr (2006) trata o problema do fluxo de carga como um problema de otimização convexa, particularmente de otimização cônica. Neste caso, partindo de uma formulação de segunda ordem e da definição de novas variáveis, resolve-se o fluxo utilizando o método dos pontos interiores. Em outro método para o análise do fluxo de carga, apresentado por Chen e Yang (2009), é aplicada a teoria de grafos para reduzir o número de equações que representam a rede e, conseqüentemente, o esforço computacional necessário para sua solução.

Em trabalhos mais recentes, como o de Bhimarasetti e Kumar (2014), um método para solução de fluxo de carga é formulado considerando a topologia da rede para sistemas radiais e levemente malhados usando dois passos básicos: cálculo da potência efetiva de cada nó durante a varredura *backward* e determinação das tensões em cada nó e as perdas de cada ramo durante a varredura *forward*. Neste modelo, são considerados ciclos no sistema – representados pelo fechamento das chaves de interconexão – para passar de sistemas radiais a levemente malhados. Esse trabalho leva em conta o crescimento da carga, permitindo sua aplicação em problemas de planejamento de expansão de sistemas de distribuição, considerando modelos de carga de impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P), bem como combinações destes (ZIP). Segundo os autores a convergência dessa metodologia é garantida para diferentes razões de R/X e diferentes variações da carga.

Finalmente Ahmadi e Marti (2013), propõem o uso de um modelo de carga dependente da tensão – como o apresentado por Ulas e Hakan, (2005) – em conjunto com

técnicas de aproximação linear para reformular o problema do fluxo de carga. O comportamento da carga dependente da tensão é representado pelo modelo ZIP e seus parâmetros são ajustados usando uma técnica de mínimos quadrados. Como resultado desta modelagem, tem-se um sistema misto de equações lineares (para as cargas nas barras) e não lineares (para as gerações nas barras). O uso das aproximações lineares permite reduzir o número de iterações necessárias para a solução do sistema. A precisão desse método é comparada com uma formulação não linear, tendo um erro percentual relativo de menos de 0,1%.

Considerando o modelo mostrado anteriormente, Marti, Ahmadi e Bashualdo (2013) reformulam o problema do fluxo de carga mediante um sistema de equações lineares que não requer de iterações para sua solução. Para isto, tomando o ângulo da tensão da subestação como referência, considera-se que a parte imaginária da tensão nodal é muito menor do que a parte real, podendo ser desprezada. Também, as equações de fluxo são linearizadas levando em conta uma representação da carga composta por parte de impedância constante e parte de corrente constante. Os testes deste modelo mostram uma aproximação das tensões nodais obtidas com outras técnicas iterativas não lineares. No entanto, os valores das perdas não são apresentados. Além disso, o artigo mostra como o modelo ZIP e o modelo proposto são mais adequados na representação das cargas, cujos comportamentos foram medidos em laboratórios, levando em conta a variação da tensão. Esta abordagem permite ainda a inclusão de geração distribuída no modelo, porém, só considera a representação da GD como uma barra com injeções de potência ativa e reativa definidas (PQ). Este modelo linear é posteriormente aplicado para resolução de problemas de planejamento de expansão e operação de sistemas de distribuição como a reconfiguração ótima dos sistemas, a regulação de tensão e a alocação ótima de bancos capacitores (AHMADI e MARTI, 2015).

1.2.2 Aplicações

Embora a aplicação do modelo de rede desenvolvido não faça parte dos objetivos deste trabalho, a título de ilustração serão relacionados alguns problemas clássicos associados com o planejamento da operação e da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica. Aplicações utilizadas para este fim podem considerar a alocação ótima de geração distribuída, a alocação ótima de bancos capacitores, e a reconfiguração ótima do sistema entre outros. Para a solução destes problemas existe uma predominância do emprego do modelo de rede do fluxo de carga convencional, geralmente resolvido por métodos de varredura. Além disto, a carga e geração são preferencialmente modeladas por injeções de potência constante. Em função da natureza não linear dos modelos de otimização resultantes, também se observa grande participação de técnicas heurísticas e metaheurísticas como otimização por enxame de partículas (*Particle Swarm Optimization*, PSO), por busca tabu, por algoritmos genéticos, e por lógica difusa (*Fuzzy*) entre outros.

Alocação ótima de geração distribuída: A geração distribuída (GD) pode ser vista como a geração instalada perto do ponto do consumidor, atendendo a demanda local ou permitindo fornecer energia ao resto do sistema. Os tipos de fontes de geração distribuída empregadas para o fornecimento de energia podem ser de tipo convencional (carvão ou gás), ou de tipo não convencional (eólica, fotovoltaica, biodiesel, por exemplo). Em geral, são priorizadas para aquelas que produzem um menor impacto ambiental. Segundo o *International Council on Large Electric Systems* (CIGRE) (ACHARYA, MAHAT e MITHULANANTHAN, 2006) as fontes de geração distribuída não devem exceder o nível de 50-100 MW e são caracterizadas por não serem despachadas centralmente. O problema de alocação ótima de geração distribuída consiste normalmente em determinar a barra ótima onde deve ser alocada a GD de certa capacidade, visando minimizar as perdas e custos do sistema.

Modelos de otimização aplicando fluxos de carga linearizados apresentam-se primeiramente no trabalho de Keane e O'Malley (2005), e posteriormente no trabalho de Rueda-Medina *et al.* (2013). Nesta última proposta, é utilizada uma metodologia com programação linear inteira mista para minimizar os custos de investimento e operação na rede no estudo da alocação ótima da GD. As restrições não lineares que definem normalmente este tipo de modelos dos sistemas de distribuição são aproximadas por conjuntos de retas considerando:

- as curvas para as correntes de curto circuito;
- as curvas de capacidade do gerador síncrono e do gerador de indução para a GD;
- as equações do fluxo de carga formulado por injeção de correntes dadas por Céspedes (1990).

Alocação de bancos capacitores: O problema de alocação de bancos de capacitores consiste na determinação da localização, tipo e capacidade do capacitor a ser instalado nos nós de um sistema de distribuição radial, de maneira que os benefícios econômicos sejam máximos, mantendo a tensão dentro dos limites definidos.

Haffner *et al.*, (2009) desenvolvem um modelo de otimização linear inteiro misto para o problema de alocação e realocação de bancos de capacitores fixos e automáticos em redes de distribuição de energia elétrica, considerando a variação diária da carga e a definição simultânea do tap ótimo dos transformadores de distribuição. Neste trabalho, a rede é representada por um modelo linearizado, mas as perdas não são consideradas.

No trabalho de Rahmani-Andebili (2012), é mostrado que o tipo de modelo de carga utilizado para redes de distribuição pode afetar significativamente a determinação ótima dos capacitores para estes sistemas. Neste caso, é utilizada uma metodologia de arrefecimento simulado para otimizar o sistema. A representação da carga por injeções constantes de

potência é comparada com um modelo de carga dependente da tensão para cargas residenciais, comerciais e industriais. Os resultados deste trabalho mostram uma diferença da resposta entre cada modelo de carga, relacionado à modificação da potência ativa e reativa do sistema e sua consequência no melhoramento do perfil de tensão do sistema, após a alocação da GD.

Reconfiguração ótima do sistema: O problema da reconfiguração ótima do sistema de distribuição consiste na determinação da topologia adequada da rede, segundo os estados aberto ou fechado das chaves, que permitam minimizar as perdas no regime permanente e ou os custos do sistema. As características deste problema envolvem o uso de variáveis binárias que correspondem aos estados das chaves. Também utilizam variáveis contínuas que correspondem ao estado operativo e aos controles do sistema sendo considerado como um problema de programação inteira mista. Em trabalhos recentes é considerada em conjunto com a reconfiguração ótima do sistema a alocação de geração distribuída e/ou de bancos capacitores.

Assim, Rosseti *et al.* (2013) abordam o problema de reconfiguração ótima do sistema considerando alocação de GD utilizando uma metodologia heurística construtiva. Baseado em índices de sensibilidade o método tem como objetivos a minimização das perdas totais do sistema. Neste estudo, é determinado que o tratamento conjunto destes problemas (GD e reconfiguração ótima) contribui mais na redução das perdas do que tratá-los de forma isolada. Ressalta-se, também, que a alocação ótima da GD pode modificar a configuração ótima previamente estabelecida no sistema (DING e LOPARO, 2013)

Montoya, Ramirez e Zuluaga (2014) também abordam o problema de reconfiguração ótima do sistema em conjunto com a alocação ótima de bancos capacitores. Neste caso, usa-se uma metodologia de otimização multiobjetivo em conjunto com o algoritmo de busca em árvore de extensão mínima (*Minimum Spanning Tree*, MST). Para a solução do problema

multiobjetivo, é utilizado um algoritmo genético determinando a alocação do capacitor. Os resultados finais deste estudo mostram que é possível reconfigurar o sistema considerando a presença dos bancos capacitores garantindo a maximização do lucro, a minimização das perdas e a melhoria do perfil da tensão do sistema de distribuição.

2 ANÁLISE E MODELAGEM DA CARGA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo, serão estudados diferentes modelos de carga empregados na análise dos sistemas de distribuição em regime permanente. Inicialmente é mostrado o modelo de potência constante como o modelo predominante no cálculo dos fluxos de carga, provavelmente por herança dos modelos desenvolvidos para redes de transmissão de energia em alta tensão. Analisando diferentes fontes bibliográficas, é mostrado que o modelo de carga de potência constante, pode não considerar características importantes para representar o comportamento das cargas em redes de distribuição como é a dependência da tensão. Assim são apresentados os modelos ZIP, exponencial e de correntes constantes como alternativas para representar o comportamento da carga variável com relação à tensão. Estes fatos são mostrados também de forma teórica ao mostrar o comportamento de diferentes tipos de carga em redes de distribuição com relação a uma faixa de variação da tensão. Também, é realizado um exemplo para demonstrar as diferenças obtidas nos resultados do fluxo de carga, quando empregados diferentes modelos de carga. Para finalizar, é mostrada a representação da carga adotada neste trabalho, juntamente com as justificativas que favorecem seu uso para o modelo aproximado (MA).

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

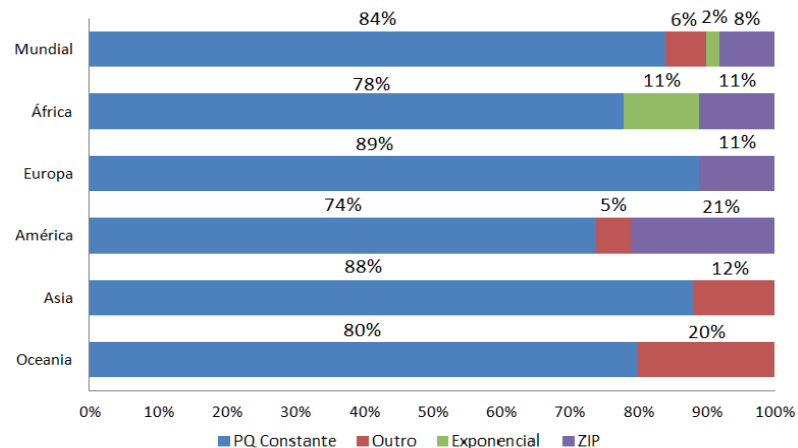
O estudo de modelos de carga aborda tanto a análise do sistema em condições transitórias (modelos dinâmicos) como em regime permanente (modelos estáticos) (CONCORDIA e IHARA, 1982). Deve-se ressaltar a dificuldade de representar o comportamento de forma exata da carga dada às características variáveis da mesma (VILLALBA e BEL, 2000). No trabalho de Ohyama *et al.* (1985), se determina que os valores dos parâmetros da carga para potência ativa variam diariamente no ano. Estas variações são muito influenciadas pelo ciclo de trabalho das cargas motoras tais como ar

acondicionado e geladeiras. Já, os parâmetros da potência reativa da carga são influenciados pela compensação reativa dos capacitores.

Embora exista grande complexidade para a modelagem da carga em redes de distribuição, vários estudos abordam este assunto aplicando diferentes metodologias. Assim, Milanovic *et al.* (2013) fazem uma análise estatística das metodologias usadas para modelar a carga com base num levantamento feito pela CIGRE para aproximadamente 50 países nos cinco continentes. A Figura 1 mostra os modelos usados na representação da carga em regime permanente.

Observa-se na Figura 1 que normalmente as cargas são tratadas como demandas constantes de potência ativa e reativa, sendo o modelo de potências constantes o mais utilizado (84% em nível mundial). Outros modelos utilizados são a ZIP e Exponencial. O modelo de carga ZIP consiste numa representação polinomial onde as partes real e imaginária da potência da carga dependem de uma relação de primeira e segunda ordem com a tensão (IEEE, 1993). Os coeficientes deste modelo correspondem a proporções de impedâncias, correntes e potências constantes (WANG, HUANG e ZANG, 2013), (IEEE, 1995). No modelo exponencial, as partes real e imaginária das potências demandadas dependem de uma relação exponencial com a tensão (IEEE, 1993), (RANADE, SAGI e ADAPA, 2006).

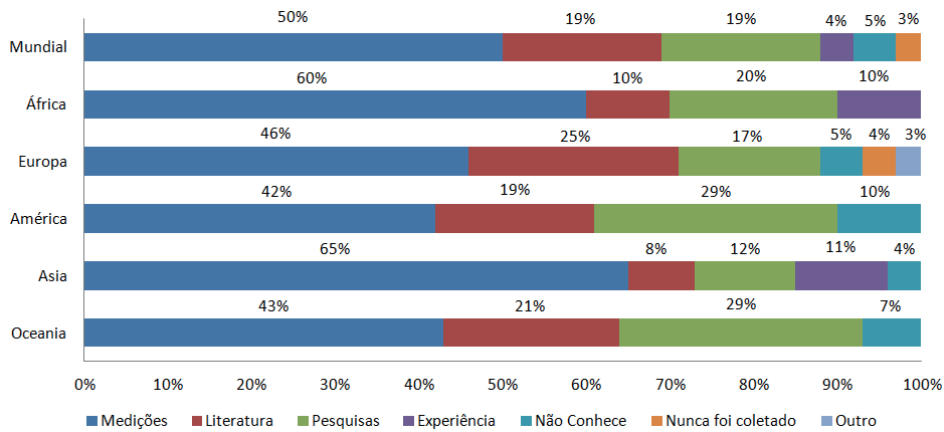
Figura 1 Modelos de carga – Estudos de sistemas de distribuição – Regime permanente.



Fonte: MILANOVIC *et al.*, (2013)

No levantamento de Milanovic *et al.* (2013), é possível ver segundo a Figura 2 que, na maioria dos casos, são usadas medições para determinar os parâmetros dos modelos (50% do total). Segundo esta figura, 19% dos dados utilizados são baseados na literatura, sendo útil em estudos onde não se conta com suficientes recursos para fazer medições do comportamento da carga.

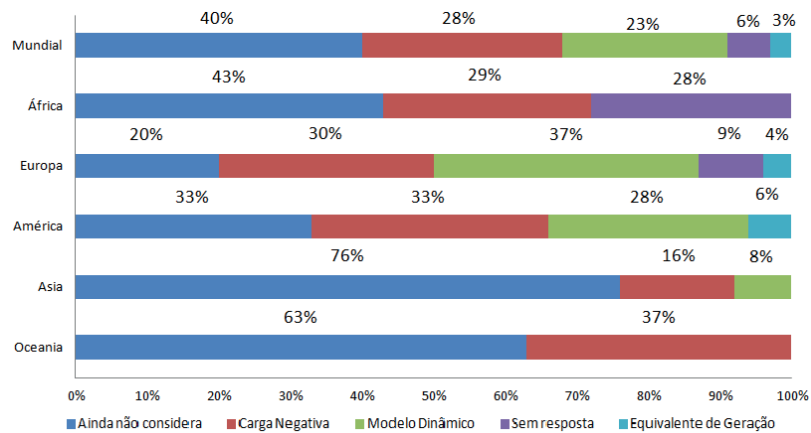
Figura 2 Modelos de carga – Abordagens, para identificação dos parâmetros.



Fonte: Milanovic *et al.*, (2013)

Considerando a importância dos recursos distribuídos no futuro das redes de distribuição, a Figura 3 mostra os modelos que as concessionárias utilizam para considerar a participação de pequenas fontes de GD em redes de distribuição.

Figura 3 Modelos de carga – Inclusão da GD nos modelos de carga em baixa tensão.



Fonte Milanovic *et al.*, (2013)

Pode-se observar na figura anterior que na maioria dos continentes um grupo grande não considera a implementação da GD no estudo das redes de distribuição em baixa tensão (40% do total). Nos casos em que é reconhecido o uso da GD, na sua maioria a representação é feita pela inclusão de cargas negativas – de tipo potência constante – dentro da rede (28% do total). Outra forma de considerar a GD é utilizando modelos dinâmicos (23% do total).

Embora o trabalho de Milanovic *et al.* (2013) mostre a tendência de usar o modelo de carga de potência constante, a importância de utilizar os modelos de carga ZIP e exponencial é apresentada em estudos sobre a influência das variações da tensão na regulação das cargas elétricas. Nesse sentido, Dwyer (1995) aborda este assunto analisando uma subestação da concessionária HydroBC de Canadá. Nesse estudo, mostra-se que a queda da tensão da subestação por 1%, influi numa redução da potência ativa e reativa da carga em 1,5% e 3,4%, respectivamente. Os resultados do estudo previamente mencionado mostram que a carga é dependente da tensão mesmo para uma pequena variação da tensão no sistema, fato que não é considerado no modelo de carga potência constante, o que torna esta representação menos adequada. Estas conclusões são mostradas também em outros estudos sobre diferentes tipos de carga, tanto teoricamente (KWOK WA, 2009) como experimentalmente (VARGAS RIOS, 2010).

Considerando o mencionado anteriormente, Hajagos e Danai (1998) fazem um levantamento do comportamento das cargas comerciais, residenciais e industriais em redes de distribuição. Os dados apurados são caracterizados por coeficientes no modelo ZIP. Neste estudo, três formas de representação da carga são comparadas levando em conta a variação da tensão. A primeira forma utiliza os parâmetros tomados das medições das cargas no modelo ZIP. A segunda forma, chamada de OH representa a carga como 50% de corrente constante e 50% de impedância constante para potência ativa e de 100% impedância constante para a potência reativa. Finalmente a terceira forma, considera a carga como potência constante.

Neste caso, conforme a tensão varia, as cargas representadas como OH e ZIP apresentaram um comportamento similar. Em contraposição, a representação da carga como potência constante apresentou uma redução do valor da tensão em 10% conforme o valor da carga aumenta – para as tensões limitadas em 0,8 pu até 1,0 pu. Assim, esta modelagem foi menos adequada para representar o comportamento das cargas medidas. Para valores de tensão mais baixos, o modelo de carga de potência constante tem um afastamento maior em comparação com as outras duas abordagens, porém valores menores que 0,8 pu da tensão não são aceitáveis na operação normal de sistemas de distribuição.

Em relação ao trabalho descrito anteriormente, sobre o modelo ZIP, Michels *et al.* (2009) determinam também experimentalmente os valores das constantes específicas para representação da carga neste modelo, considerando as cargas mais frequentes de baixa tensão que são: iluminação, motriz, aquecimento e equipamentos eletrônicos. A determinação experimental é feita empregando-se uma fonte controlada de tensão e um sistema de medição apropriado para a análise da qualidade de energia. Os resultados obtidos nesta análise provam que cada grupo de carga apresenta uma sensibilidade distinta à variação da tensão. Observa-se que há diferenças significativas dentro de cada grupo de carga devido às diferentes tecnologias de equipamento que existe para cada grupo. Além disso, constata-se que os resultados obtidos experimentalmente apresentam um comportamento diferente dos modelos teóricos usados normalmente para representar algumas cargas reais.

No trabalho de Haque (1996), é determinado que o perfil de tensão, as perdas e a potência fornecida pelos alimentadores dependem significativamente do modelo de carga empregado. Junto com os modelos ZIP e exponencial apresenta-se o modelo de corrente constante, como um modelo dependente da tensão, mostrando uma boa convergência na solução do fluxo de carga.

Em um trabalho mais recente, elaborado por Deepmala e Kumar (2014) são comparados os modelos de carga ZIP e de potência constante na inclusão de dispositivos reguladores de tensão como o STATCOM (*Static Synchronous Compensator*) em sistemas de distribuição. Os resultados dos fluxos de carga mostram que a inclusão do dispositivo STATCOM para os dois modelos de carga permitem uma melhoria do perfil da tensão e uma redução das perdas totais. No entanto, o modelo ZIP empregado consegue obter uma maior redução das perdas ativas e reativas no sistema, sendo o perfil da tensão próximo para os dois tipos de modelos.

Com respeito ao modelo de carga de corrente constante, trabalhos como o de Peponis, Papadopoulos e Hatziargyriou, (1995) chegam à conclusão que modelos dependentes da tensão como o mencionado são bons para cálculos precisos no momento de trabalhar com modelos de redução de perdas nos sistemas de distribuição. Nesse trabalho, um método para controle de potência reativa e para reconfiguração da rede é apresentado e aplicado a um sistema de 20 kV. A Tabela 2 mostra os resultados obtidos para os modelos de carga de potência constante, corrente constante e misto.

Tabela 2. Otimização do sistema – Resultados para diferentes modelos de carga.

Carga	Configuração	ΔV_{max} (%)	Perdas (MWh)	Redução (%)	Desvio do Ótimo (%)
Potência Constante	Inicial	16,60	3,780	0,00	7,26
	Ótimo	12,89	3,530	6,77	0,00
Misto	Inicial	14,62	3,240	0,00	5,11
	Ótimo	11,70	3,087	4,86	0,00
Corrente Constante	Inicial	14,01	3,189	0,00	4,78
	Ótimo	11,41	3,044	4,55	0,00

Fonte: Peponis, Papadopoulos e Hatziargyriou, (1995)

Levando em conta a configuração ótima, pode-se observar da tabela anterior que os resultados obtidos das perdas de energia e variações de tensões (ΔV_{max}) são diferentes para cada tipo de modelo de carga. Também, comparando os 3 modelos de carga descritos, o modelo de corrente constante foi o que apresentou as menores perdas de energia e variações

da tensão, tanto para a configuração inicial como a ótima, com valores nas perdas de 3,189 MWh e 3,044 MWh e nas tensões de 14,01% e 11,41% respectivamente.

Além do mostrado anteriormente, o modelo misto é o mais próximo ao modelo de corrente constante com valores nas perdas de energia de 3,087 MWh e uma máxima variação de tensão de $\Delta V_{max}=11,0\%$. Neste estudo, também é observado que para um estado inicial determinado de forma aproximada (resultando em perdas iniciais de 6,87 MWh), só o modelo de corrente constante consegue obter uma resposta, acontecendo casos de instabilidade de tensão para os outros tipos de modelo de carga. Assim, o modelo de corrente constante permite garantir uma maior convergência, como mostrou também o trabalho de Haque (1996).

Considerando uma proposta mais recente, Murty, Teja e Kumar (2014) também comparam a inclusão de um modelo de carga de corrente constante com o de potência constante na formulação do problema do fluxo de carga. Nesse trabalho, é proposto um novo algoritmo para solução do fluxo de carga baseado na metodologia de varredura. Essa metodologia permite ser avaliada para diferentes níveis de carregamento do sistema, diferentes relações R/X, diferentes modelos de carga e considerando o crescimento da carga. Esse método apresenta uma solução simples e de rápida convergência, podendo também ser aplicado em sistemas radiais de distribuição desbalanceados. Para o modelo descrito, os testes mostraram uma convergência com menor número de iterações requeridas para o modelo de corrente constante em comparação com a formulação por injeções constantes de potência.

Os fatos descritos na revisão anterior ressaltam as vantagens de usos de modelo de carga dependentes da tensão, como o modelo de carga de corrente constante que foi desenvolvido neste trabalho.

2.2 ANÁLISE DOS MODELOS

Como mencionado na Seção 2.1, existem duas formas clássicas para representar a variação da carga com a tensão: pelo modelo exponencial e pelo modelo ZIP. As equações utilizadas para modelar as cargas pelo modelo exponencial são dadas por:

$$P(V) = P_{nom} \left(\frac{V}{V_{nom}} \right)^{np} \quad (1)$$

$$Q(V) = Q_{nom} \left(\frac{V}{V_{nom}} \right)^{nq} \quad (2)$$

sendo P_{nom} e Q_{nom} as potências ativa e reativa consumidas na tensão nominal V_{nom} . Os expoentes np e nq dependem do tipo de carga que está sendo representada: para impedância constante, tem-se $np = nq = 2$; para corrente constante tem-se $np = nq = 1$ e para potência constante, tem-se $np = nq = 0$. Uso de valores não inteiros é também possível (VAN CUTSEM e VOURNAS, 2007).

Os valores utilizados normalmente para os coeficientes anteriores diferem pela condição do circuito de distribuição e o tipo de carga ligada (residencial, comercial, etc.). Nesse sentido, foram avaliados alguns valores usados conforme bibliografia pesquisada. Na Tabela 3 encontram-se estes dados segundo (HUNG, MITHULANANTHAN e LEE, 2014).

Tabela 3. Coeficientes usados para diferentes tipos de cargas.

Tipo de carga	Valor np	Valor nq
Industrial	0,18	6,00
Residencial	0,92	4,04
Comercial	1,51	3,40

Fonte: Hung, Mithulanathan e Lee, (2014).

A Tabela 3 contém os valores utilizados para caracterizar três tipos de carga presentes nos sistemas de distribuição (industriais, residenciais e comerciais). Estas cargas foram representadas pelo modelo exponencial, atribuindo valores para os expoentes np e nq correspondentes às potências ativa e reativa, respectivamente.

O modelo ZIP, emprega três componentes representando as parcelas impedância (Z), corrente (I) e potência constante (P), sendo definido por:

$$P(V) = P_{nom} \left[a_p \left(\frac{V}{V_{nom}} \right)^2 + b_p \frac{V}{V_{nom}} + c_p \right] \quad (3)$$

$$Q(V) = Q_{nom} \left[a_q \left(\frac{V}{V_{nom}} \right)^2 + b_q \frac{V}{V_{nom}} + c_q \right] \quad (4)$$

onde os subscritos p e q estão relacionados à potência ativa e reativa das cargas respectivamente. Os parâmetros a , b e c são associados aos coeficientes de impedância constante (a), corrente constante (b) e potência constante (c), adotados no modelo de cargas levando em conta a seguinte igualdade:

$$a_p + b_p + c_p = a_q + b_q + c_q = 1 \quad (5)$$

de modo que $P(V_{nom}) = P_{nom}$ e $Q(V_{nom}) = Q_{nom}$.

Dado que os parâmetros do modelo polinomial geralmente são obtidos partindo de ensaio, os coeficientes a , b e c podem assumir valores tanto positivos com negativos. Desta forma, embora o modelo polinomial permita detalhar a variação da carga em torno de sua tensão nominal, valores distantes deste ponto de referência podem não conseguir representar a carga de forma adequada (VAN CUTSEM e VOURNAS, 2007). Em (MICHELS *et al.*, 2009) é apresentada uma avaliação criteriosa realizada a partir de dados experimentais obtidos para cargas típicas instaladas em SDE, indicando que a carga não se comporta apenas como uma injeção constante de potência, sendo seu valor dependente da tensão de operação.

Valores dos parâmetros de diferentes cargas usadas no modelo ZIP são apresentados na Tabela 4 (COLLIN *et al.*, 2014). Os valores correspondem a cargas presentes no Reino Unido, que são: lâmpadas incandescentes (GIL, *General Incandescent Lamps*), lâmpadas fluorescentes compactas (CFL, *Compact Fluorescent Lamps*), motores tipo *Resistive Start-Inductor Run motor* (RSIR), motores tipo *Capacitor Start-Capacitor Run motor* (CSCR), resistivas, e fontes chaveadas (SMPS, *Switch-Mode Power Supply*). As fontes chaveadas são

classificadas como: sem correção do fator de potência SMPSnopfc (SMPS *no power factor correction*), com correção passiva do fator de potência MPSppfc (SMPS *passive power factor correction*) e com correção ativa do fator de potência SMPSapfc (SMPS *active power factor correction*).

Tabela 4. Coeficientes polinomiais de cargas residenciais.

Carga	a_p	b_p	c_p	a_q	b_q	c_q
GIL	0,43	0,69	-0,12	-	-	-
CFL	-0,01	0,96	0,05	-0,10*	0,73*	0,37*
RSIR	0,10	0,10	0,80	1,40	-0,91	0,50
CSCR	0,50	-0,61	1,11	1,54	-1,43	0,89
Resistiva	1,00	0,00	0,00	-	-	-
SMPSnopfc	0,00	0,00	1,00	3,63*	-9,88*	7,25*
SMPSppfc	0,00	0,00	1,00	0,45	-1,44	1,99
SMPSapfc	0,00	0,00	1,00	-	-	-

*Valores adaptados ao trabalho, considerando que a potência reativa nominal da carga é negativa ($Q_{nom} < 0$) para as cargas indicadas.
Fonte: Collin *et al.*, (2014).

Finalmente, na Tabela 5 mostram-se os valores obtidos para modelagem de cargas usadas normalmente na América do Sul e na América do Norte (MILANOVIC *et al.*, 2013). Estes valores foram obtidos em levantamentos realizados pelos pesquisadores para analisar os sistemas de distribuição. Em casos como o apresentado na Tabela 5, não são feitas distinções entre os tipos de carga e consumidores, apenas caracterizados três casos distintos e definidas as constantes do modelo ZIP ou exponencial equivalente.

Tabela 5. Parâmetros do modelo ZIP e seu equivalente exponencial na amostra da América do Norte, e América do Sul.

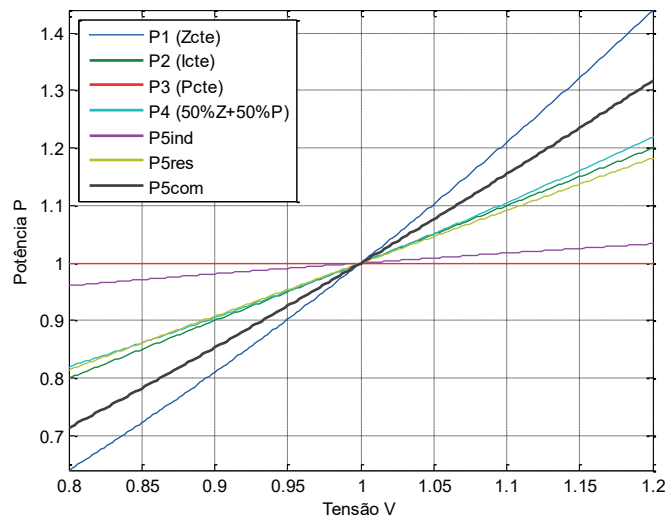
Caso	Modelo ZIP						Modelo exponencial	
	a_p	b_p	c_p	a_q	b_q	c_q	np	nq
1	0,0	0,8	0,2	0,0	0,5	0,5	1,2	1,5
2	0,2	0,1	0,7	0,2	0,1	0,7	1,5	1,5
3	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	2,0

Fonte: Milanovic *et al.*, (2013).

Para ter uma ideia do comportamento da carga segundo o valor da tensão, foram elaboradas curvas de potência com relação à tensão com base nos dados das tabelas

anteriores. Desta forma, na Figura 4 estão as curvas para os diferentes percentuais de potência constante (Pcte), corrente constante (Icte) e impedância constante (Zcte), junto com os dados de cargas comerciais, residenciais e industriais, segundo os dados da Tabela 3 (HUNG, MITHULANANTHAN e LEE, 2014). Neste caso, o comportamento das cargas foi estudado levando em conta uma faixa de variação da tensão de 0,8 pu a 1,2 pu conforme é estabelecido no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ANEEL, 2010). Esta faixa de variação é utilizada para registrar os histogramas de tensão medidos no sistema de distribuição em regime permanente.

Figura 4 Curva de potência ativa *versus* tensão, Modelos ZIP e Exponencial.



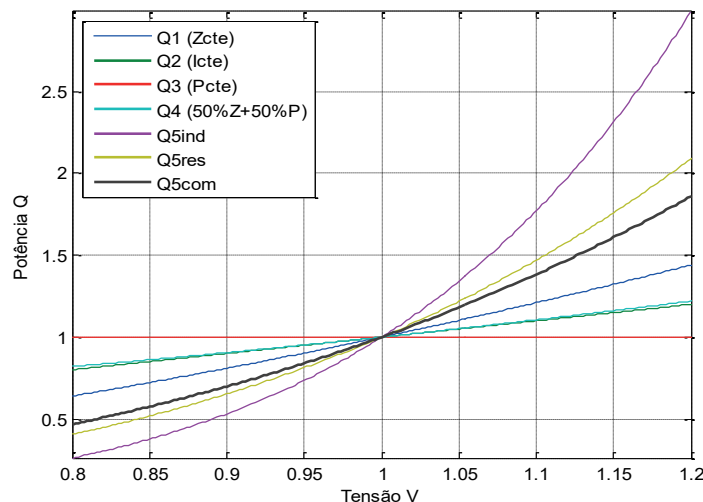
Fonte: Autor

Como se pode observar na figura anterior, para potência ativa as cargas industriais têm um comportamento perto do modelo de potência constante (P5ind próximo à P3), as cargas comerciais têm um comportamento intermediário entre o caso impedância constante e corrente constante (P5com entre P1 e P2) e as cargas residenciais tem um comportamento similar ao modelo de corrente constante (P5res muito próxima à P2). Cabe ressaltar que a representação intermediária entre potência constante e impedância constante (com percentuais de 50% para cada um destes parâmetros, representada pela curva P4), apresentou um

comportamento muito similar ao de corrente constante podendo-se considerar estas duas formas de modelar a carga como equivalentes, nesta faixa de variação da tensão.

O desempenho das cargas para potência reativa é mostrado na Figura 5. Nesta figura, pode-se observar um comportamento não-linear das cargas em comparação com o caso de potência ativa. Desta forma, existe uma maior dificuldade no momento de adequar a representação das cargas de qualquer tipo por intermédio do modelo ZIP, sendo a representação por impedância constante por sua característica quadrática a de maior aproximação, porém ainda distante destes tipos de carga.

Figura 5 Curva de potência reativa versus tensão, Modelos ZIP e Exponencial.

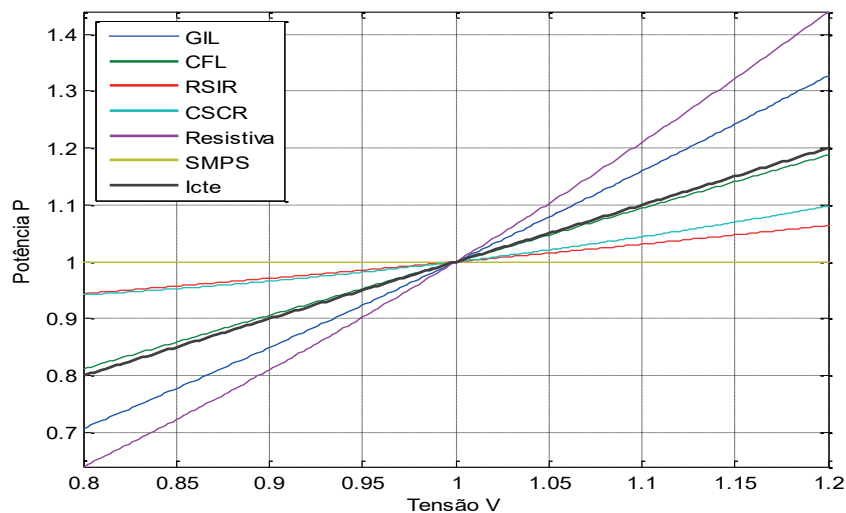


Fonte: Autor

A Figura 6 mostra o comportamento da potência ativa em relação à tensão com base nos dados da Tabela 4. Cabe ressaltar que, pelos valores dos coeficientes do modelo ZIP, as cargas tipo SMPS tem um comportamento exatamente de potência constante ($a_p = 0, b_p = 0, c_p = 1$), e as resistivas de impedância constante ($a_p = 1, b_p = 0, c_p = 0$). Analisando esta figura, pode-se observar que as cargas tipo CFL tem um comportamento parecido ao de corrente constante, como mostrou o estudo do (HUNG, MITHULANANTHAN e LEE, 2014). Por estas características, as cargas tipo CFL seguem linearmente o valor das tensões para uma variação de $\pm 20\%$ conforme foi determinado no PRODIST (ANEEL, 2010). Outro

tipo de desempenho acontece com as cargas tipo GIL que mostram um comportamento intermediário entre impedância constante (resistiva na figura) e corrente constante (I_{cte}), dentro da mesma faixa de variação de tensão. Por outro lado, as cargas tipo RSIR e CSCR apresentam um comportamento mais distante das cargas anteriores, com uma variação menor da potência em relação à tensão, estando mais perto das cargas de tipo potência constante (RSIR e CSCR perto de SMPS).

Figura 6 Cargas Residenciais – Curva de potência ativa versus tensão, Modelo ZIP.

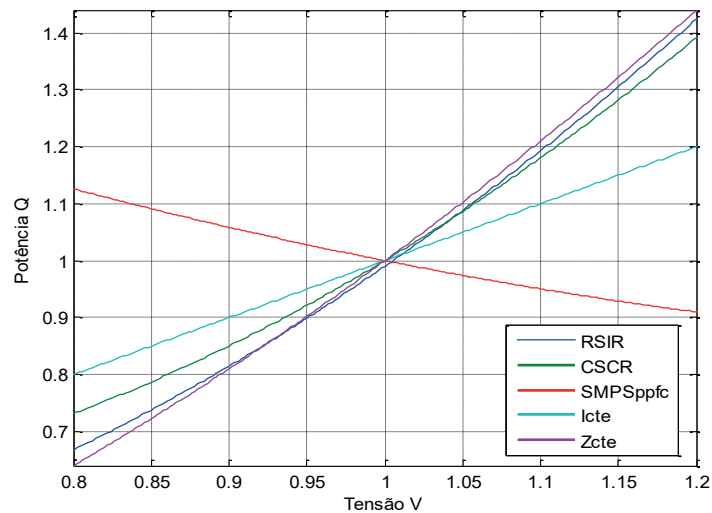


Fonte: Autor

Em semelhança com o mostrado anteriormente, para as cargas com potência reativa indicadas na Figura 7, os RSIRqt e CSC apresentam igualmente um comportamento mais perto de impedância constante caracterizados por maiores variações na potência com relação à tensão. Para as cargas tipo SMPSppfc, pode-se observar um comportamento diferenciado em comparação com as Figuras 4 a 6, sendo decrescente com o aumento da tensão e apresentando um comportamento similar com o modelo de corrente constante – observar que alguns coeficientes do modelo ZIP mostrado na Tabela 4 são negativos. Segundo a Figura 8 as cargas tipo CFL e SMPSnopfc têm uma característica capacitiva ($Q_{nom} < 0$). Nestes casos, as cargas tipo CFL mostraram um comportamento intermediário entre os modelos de corrente e potência constante, com uma variação moderada da potência reativa em relação à tensão.

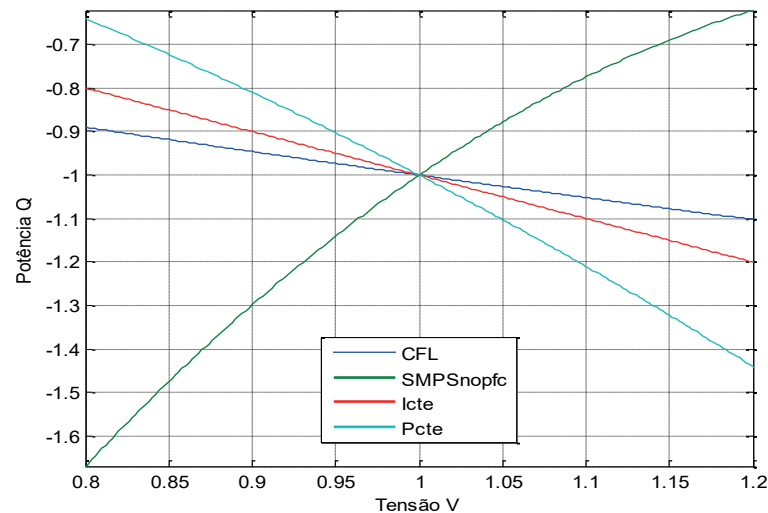
Finalmente, as cargas tipo SMPSnopfc apresentaram um comportamento similar ao modelo de impedância constante mostrando uma variação considerável da carga com o aumento da tensão. Cabe resaltar que as cargas tipo GIL e SMPSapfc não foram apresentadas nas Figuras 7 e 8, porque estas cargas não consomem potência reativa.

Figura 7 Cargas Residenciais ($Q_{nom} > 0$) – Potência reativa versus tensão, Modelo ZIP.



Fonte: Autor

Figura 8 Cargas Residenciais ($Q_{nom} < 0$) – Potência reativa versus tensão, Modelo ZIP.

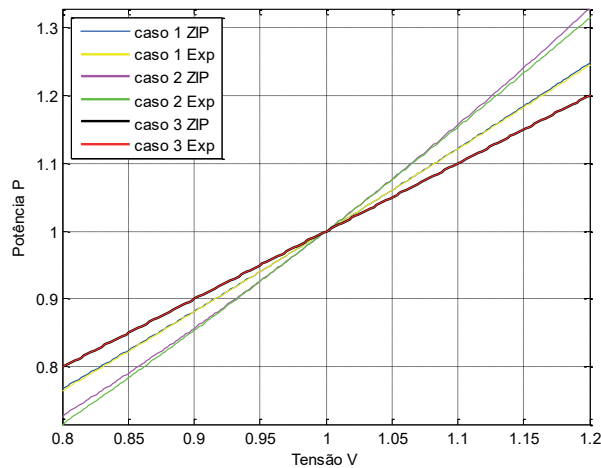


Fonte: Autor

O comportamento das cargas cujos casos foram definidos na Tabela 5 é mostrado nas Figuras 9 e 10 para potência ativa e reativa, respectivamente. Considerando uma variação na tensão de $\pm 10\%$, em torno do valor nominal, observa-se na Figura 9 que para potência ativa

não existe uma diferença significativa entre os casos considerados e que todas as variações são praticamente lineares. Além disto, os coeficientes usados do modelo exponencial (Exp na figura) representam de maneira equivalente os usados do modelo ZIP, tendo curvas idênticas.

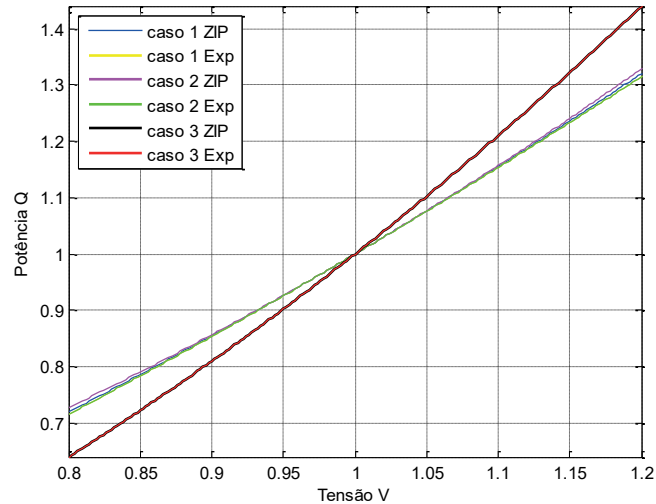
Figura 9 Curva de potência ativa versus tensão, Modelos ZIP e equivalente Exponencial (Exp).



Fonte: Autor

Para o caso da potência reativa apresentada na Figura 10, o comportamento da potência varia um pouco mais em comparação com a ativa. Igualmente, os coeficientes usados do modelo exponencial representam de maneira equivalente aos usados do modelo ZIP, tendo curvas muito semelhantes. Nesta figura, pode-se observar também que as retas que representam o comportamento dos casos 1 e 2 são muito próximas, sendo difícil fazer uma distinção entre elas. Este resultado indica que se podem representar os casos 1 e 2 usando os mesmos coeficientes para o modelo exponencial ($n_q = 1,5$ para o caso 1 e o caso 2) como uma boa aproximação.

Figura 10 Curva de potência reativa versus tensão, Modelos ZIP e equivalente Exponencial (EXP).



Fonte: Autor

Finalmente, o conjunto de curvas mostrado anteriormente, permite dar uma ideia dos comportamentos das cargas com relação à variação da tensão. Deste modo, as potências ativas tendem a apresentar um comportamento mais linear e, dependendo das condições de uso, podem ser aproximadas por um modelo ZIP. Para as potências reativas, as cargas apresentam um comportamento mais não linear e muito mais variado. No entanto, em alguns casos a representação pelo modelo ZIP e de corrente constantes pode resultar em uma boa aproximação sendo estes dois modelos mais adequados para representar a carga em comparação com o modelo de potência constante.

2.3 INFLUÊNCIA DOS MODELOS DE CARGA NOS RESULTADOS DO FLUXO DE CARGA

O método normalmente usado nos estudos de análise de redes de distribuição em regime permanente é o fluxo de carga convencional. Embora, para este método, a representação das cargas por injeções constantes de potência seja de uso predominante, diversas pesquisas mostram que a carga tem um comportamento dependente da tensão, fato que o modelo da carga ZIP considera. Assim, nesta seção, é mostrado que os modelos de

cargas empregados, tais como ZIP ou o de potência constante, influem nos resultados dos cálculos das tensões e correntes no fluxo de carga.

2.3.1 Índices Utilizados na Comparação dos Modelos

Para comparar os resultados obtidos pelos modelos estudados foram definidos índices de diferença das tensões, correntes (parte real e imaginária) e perdas. Estes índices foram definidos como a média das diferenças obtidas pelos modelos comparados, para o total do sistema ou para o alimentador testado. Desta forma, o índice de diferença das tensões é dado por:

$$\varepsilon_{mV} = \frac{\sum_{i=1}^{NB} \varepsilon_i^V}{NB} \quad (6)$$

no qual NB é o número total de barras do sistema ou alimentador e o valor da diferença relativa ε_i^V é determinado para cada barra i por meio de :

$$\varepsilon_i^V = \left| \frac{V_i^{M1} - V_i^{M2}}{V_i^{M1}} \right| \quad (7)$$

onde V_i^{M1} é o valor da magnitude da tensão da barra i obtido na solução do fluxo de carga convencional para o modelo de carga de potência constante (Modelo 1) e V_i^{M2} é a magnitude da tensão obtida pelo fluxo de carga convencional para o modelo de carga ZIP (Modelo 2).

O índice de diferença para a parte real das correntes no sistema ou alimentador testado é calculado usando:

$$\varepsilon_{mfRe} = \frac{\sum_{i=1}^{NR} \varepsilon_{ij}^{fRe}}{NR} \quad (8)$$

sendo NR o número total de ramos do sistema ou alimentador testado e o valor de ε_{ij}^{fRe} definido para cada ramo ij por meio de:

$$\varepsilon_{ij}^{fRe} = \left| \frac{f_{ij}^{ReM1} - f_{ij}^{ReM2}}{f_{ij}^{ReFC}} \right| \quad (9)$$

onde f_{ij}^{ReM1} é o valor da parte real da corrente no ramo ij obtida na solução do fluxo de carga convencional empregando o modelo de carga de potência constante (Modelo 1) e f_{ij}^{ReM2} é o valor da parte imaginária da corrente no ramo ij obtida pelo fluxo de carga convencional empregando o modelo de carga ZIP (Modelo 2).

Analogamente às equações (8) e (9), foi definido o índice de diferença para a parte imaginária das correntes no sistema ou alimentador testado considerando:

$$\varepsilon_{mf^{Im}} = \frac{\sum_{i=1}^{NR} \varepsilon_{ij}^{f^{Im}}}{NR} \quad (10)$$

de modo que para cada ramo ij o valor de $\varepsilon_{ij}^{f^{Im}}$ é dado por:

$$\varepsilon_{ij}^{f^{Im}} = \left| \frac{f_{ij}^{ImM1} - f_{ij}^{ImM2}}{f_{ij}^{ImM1}} \right| \quad (11)$$

no qual f_{ij}^{ImM1} é o valor da parte imaginária da corrente no ramo ij obtida na solução do fluxo de carga convencional utilizando o modelo de carga de potência constante (Modelo 1) e f_{ij}^{ImM2} é o valor da parte imaginária da correntes no ramo ij obtida pelo fluxo de carga convencional para o modelo de carga ZIP (Modelo 2).

O índice de diferença das perdas é definido em cada sistema ou alimentador considerando:

$$\varepsilon_p = \frac{P_{M1}^{Perdas} - P_{M2}^{Perdas}}{P_{M1}^{Perdas}} \quad (12)$$

sendo P_{M1}^{Perdas} e P_{M2}^{Perdas} as perdas totais obtidas pelo fluxo de carga para o modelo de carga de potência constante (Modelo 1) e para o modelo de carga ZIP (Modelo 2), respectivamente.

2.3.2 Comparação dos resultados nos modelos ZIP e de potência constante

Para comparar os resultados do fluxo de carga convencional (FC) empregando o modelo de carga de potência constante e o modelo de carga ZIP, foram realizados testes considerando a configuração inicial – na qual a referência opera em 1 pu – e com perturbações na tensão. No modelo de carga ZIP, os parâmetros são definidos como: $a_p = a_q = 0,5$, $b_p = b_q = 0$, e $c_p = c_q = 0,5$ que busca representar a dependência da carga com a tensão, característica marcante nas redes de distribuição de energia em média e baixa tensão. Os valores destes parâmetros empregados no modelo de carga foram utilizados levando em conta as recomendações para a potência ativa segundo a ANEEL (2014) e conforme os parâmetros normalmente utilizados em concessionárias no mundo para representar a carga pelo modelo ZIP na análise de redes de distribuição (MILANOVIC, YAMASHITA, *et al.*, 2013). As perturbações são representadas como uma variação da tensão de operação da referência em $\pm 20\%$ conforme indicado no PRODIST (ANEEL, 2010). Com os resultados dos testes, foram calculados os índices definidos na Seção 2.3.1 para cada variação da tensão na barra de referência (V_{ref}). Os valores obtidos destes indicadores são mostrados na Tabela 6. Cabe ressaltar que os índices de diferenças das tensões e correntes (parte real e imaginária) são sempre positivos dado que se referem ao valor absoluto, enquanto que os índices das perdas podem ser positivos ou negativos.

Tabela 6. Sistema 70 barras com perturbações – Diferenças FC (Pcte) versus FC (ZIP).

Tipo de índice	$V_{ref}= 0,8$ pu	$V_{ref}= 0,9$ pu	$V_{ref}= 1,0$ pu	$V_{ref}= 1,1$ pu	$V_{ref}= 1,2$ pu
V_{min} (pu)	0,68	0,80	0,91	1,02	1,13
Diferença das tensões ε_{mV} (%)	1,20	0,42	–	0,26	0,29
Diferença das correntes					
ε_{mfRe} (%)	24,44	14,87	4,31	6,17	17,26
ε_{mfIm} (%)	23,73	13,20	2,81	7,48	16,97
Diferença das perdas ε_p (%)	49,69	32,06	12,50	–9,15	–29,40

Fonte: Autor

Na Tabela 6 se pode observar que os índices de diferença das perdas podem chegar até valores de 49,69% para uma tensão na barra da referência $V_{ref} = 0,8$ pu. Assim, mostra-se uma diferença marcada entre os resultados obtidos no modelo de carga de potência constante e ZIP na solução do fluxo de carga convencional. Os índices de diferenças para as correntes embora sejam menores que para as perdas, também apresentaram valores elevados para as tensões na barra da referência de 0,8 pu, 0,9 pu e 1,2 pu. Finalmente para as tensões as diferenças entre os valores obtidos para cada modelo de carga, de potência constante e ZIP, foram menores para cada perturbação em comparação com as perdas e correntes, apresentado um índice de diferença das tensões menor a 1,2 %. Observando esta diferença, para validar o modelo aproximando proposto foi selecionado o modelo de carga ZIP na solução do fluxo de carga convencional, dado que leva em conta a dependência da carga com a tensão e apresenta diferenças marcantes com o modelo de carga de potência constante para a quantificação das perdas. Assim o modelo de potência constante é considerado menos adequado para a validação da modelagem da carga proposta.

2.4 MODELAGEM DA CARGA ADOTADA

Como foi observado na Seção 2.3.2 no fluxo de carga convencional o tipo de modelo de carga empregado pode apresentar diferentes resultados, sendo mais adequada a representação das cargas pelo modelo ZIP, dado que leva em consideração a variação da tensão na potência ativa e reativa das cargas. Considerando o fato mencionado anteriormente, o modelo adotado nesta proposta deve permitir aproximar por restrições lineares os modelos dos sistemas de distribuição e apresentar um comportamento similar com o modelo ZIP, para poder levar em conta o fato da dependência da tensão nas cargas em sistemas de distribuição. Assim, o modelo de carga adotado neste trabalho foi o de corrente constante, justificado por

contar com as seguintes características desejadas para poder representar a carga de forma satisfatória:

- Considera o fato da dependência da tensão presentes nas cargas dos sistemas de distribuição: Como foi apresentado nas Seções 2,1 e 2,2 o modelo de corrente constante mostra um comportamento similar com cargas de tipo residenciais, apresentando uma variação linear da carga com relação à tensão.

- Permite fazer certas aproximações lineares nos modelos dos sistemas de distribuição, garantindo solução mesmo para modos extremo de operação: Como foi mostrado na revisão bibliográfica da introdução, segundo o trabalho de Marti, Ahmadi e Bashualdo (2013), o modelo de corrente constante permite modelar o sistema de distribuição de forma aproximada sem requerer de iterações para sua solução, considerando linearizações na representação dos sistemas de distribuição. Também, a metodologia de injeção de correntes mostra uma maior facilidade de implementação e garante uma melhor convergência em comparação com o fluxo de carga convencional, quando são considerados sistemas de distribuição com as seguintes características: grande porte, elevado nível de carga (provocando tensões baixas), presença de dispositivos de controle e com topologia malhada (LEANDO RAMOS, 2010).

- Mostra uma boa relação com o comportamento do modelo de carga ZIP utilizando os parâmetros regulamentados no PRODIST e os parâmetros utilizados na maioria dos estudos da carga a nível mundial: Como foi mostrado em seções anteriores o modelo de corrente constante tem uma boa aproximação com o modelo ZIP considerando a representação da carga como 50% Z e 50% P constantes que são as recomendadas para análise em redes de distribuição para a potência ativa (ANEEL, 2014) e reativa (MILANOVIC, YAMASHITA, *et al.*, 2013), considerando ainda seu equivalente no modelo exponencial.

- Facilita a quantificação e redução das perdas no sistema para poder ser empregado em modelos de planejamento na operação e expansão dos sistemas de distribuição: Considerando a representação linear das correntes é possível ainda fazer certas aproximações nas perdas, vide Seção 4.1, que permitem tanto quantificar de forma simples os valores das perdas do sistema, como poder reduzi-las podendo ser implementado em modelos de otimização considerando a inclusão de geração distribuída, como é utilizado por Rueda-Medina *et al.* (2013) para alocação ótima de geração distribuída .

Considerando as características mostradas anteriormente, a carga em cada barra é representada por injeções de corrente obtidas a partir das demandas de potência ativa e reativa, considerando que as cargas são trifásicas e equilibradas, os ângulos de fase das tensões nodais são todos iguais a zero e as magnitudes das tensões são iguais aos seus valores nominais (HAFFNER, PEREIRA, *et al.*, 2008b).

Levando em conta o circuito equivalente por fase e utilizando grandezas por unidade, as correntes demandadas pelas cargas são determinadas por:

$$d_i^{Re} + jd_i^{Im} = \left(\frac{\bar{S}_i^D}{\bar{V}_i} \right)^* \approx (\bar{S}_i^D)^* = P_i^D - jQ_i^D \quad (13)$$

sendo d_i^{Re} e d_i^{Im} as componentes real e imaginária da corrente demandada na barra i , \bar{S}_i^D a demanda de potência complexa na barra i , P_i^D e Q_i^D a potência trifásica ativa e reativa demandada na barra i e \bar{V}_i o fasor tensão na barra i . Por simplicidade, considera-se que $\bar{V}_i = 1 \angle 0$.

3 REPRESENTAÇÃO PROPOSTA PARA OS GERADORES

Nesta seção, será apresentada uma proposta para representar os geradores considerando diferentes modos de operação. Para este fim, mostram-se as características operacionais de cada modo considerando os limites de tensão e de injeção ativa e reativa. Também, a representação proposta permite ainda determinar as injeções de potência, e a tensão de operação necessária para que a GD, alocada na barra a estudar, possa minimizar as perdas totais do sistema.

A representação proposta para os geradores é determinada por injeções de corrente com componentes real (g_i^{Re}) e imaginária (g_i^{Im}), definidas para toda barra com capacidade de geração. Uma barra com capacidade de geração é selecionada para fechar o balanço de corrente e os demais geradores podem operar em quatro modos distintos, os quais serão apresentados nas Seções 3.1 a 3.4.

Em modelos de otimização, nos quais se busca determinar o modo ótimo de operação da GD, o modelo está sujeito a diferentes formas de representação. Dependendo do tipo de fonte, o modelo adequado deve ser adotado. Por exemplo, para painéis fotovoltaicos ou células a combustíveis pode-se considerar as barras como PV, para barras ligadas a turbinas eólicas pode-se considerar como PV ou PQ dependendo da estratégia de controle (HUSSEIN, EL-SYED e ATTIA, 2006).

De um modo geral, qualquer barra com capacidade de geração deve operar respeitando os seguintes limites operacionais:

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (14)$$

$$(g_i^{Re})^{min} \leq g_i^{Re} \leq (g_i^{Re})^{max} \quad (15)$$

$$(g_i^{Im})^{min} \leq g_i^{Im} \leq (g_i^{Im})^{max} \quad (16)$$

onde V_i^{min} e V_i^{max} representam os limites da tensão de operação da barra i e $(g_i^{Re})^{min}$, $(g_i^{Re})^{max}$, $(g_i^{Im})^{min}$ e $(g_i^{Im})^{max}$ são os limites de injeção das parcelas ativa e reativa da

geração instalada na barra i . Desta forma, é possível determinar os valores ótimos, segundo o objetivo do problema em análise.

A diferenciação entre os modos de operação é realizada por intermédio da definição dos limites utilizados nas restrições (14) a (16), de acordo com o tipo de modo de operação desejado, descritos a seguir.

3.1 GERADOR COMO BARRA PQ

Neste modo de operação, as injeções reais e imaginárias de potência são definidas (especificadas). Para implementar este modo de operação da GD no modelo proposto, é necessário fixar os limites das equações (15) e (16) da seguinte forma:

$$(g_i^{Re})^{min} = (g_i^{Re})^{max} = (g_i^{Re})^{esp} \quad (17)$$

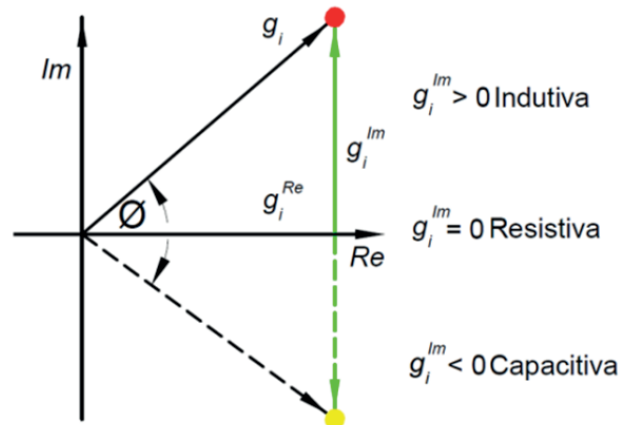
$$(g_i^{Im})^{min} = (g_i^{Im})^{max} = (g_i^{Im})^{esp} \quad (18)$$

sendo $(g_i^{Re})^{esp}$ e $(g_i^{Im})^{esp}$ os valores especificados para as injeções ativas e reativas, respectivamente.

3.2 GERADOR COM FATOR DE POTÊNCIA DEFINIDO (FPDEF)

Neste modo de operação, a injeção ativa não está definida e o fator de potência é especificado. Desta forma, é necessário ajustar os limites da injeção reativa, para garantir que seja mantida uma relação fixa entre as injeções ativa e reativa. O triângulo da Figura 11 mostra a relação destas duas injeções.

Figura 11 Triângulo de relação de injeções ativa e reativa dos geradores.



Fonte: Autor

Observando o triângulo da figura anterior pode-se deduzir que a variável g_i é dada pela equação:

$$g_i^2 = (g_i^{Im})^2 + (g_i^{Re})^2 \quad (19)$$

Também, o fator de potência FP é definido por:

$$FP = \cos(\phi) = \frac{g_i^{Re}}{g_i} \quad (20)$$

Elevando ao quadrado a equação (13), resulta:

$$FP^2 = \frac{(g_i^{Re})^2}{g_i^2} \rightarrow g_i^2 = \frac{(g_i^{Re})^2}{FP^2} \quad (21)$$

Substituindo (21) em (19), resulta:

$$\frac{(g_i^{Re})^2}{FP^2} = (g_i^{Im})^2 + (g_i^{Re})^2 \quad (22)$$

Rearranjando os termos da equação anterior, obtém-se:

$$(g_i^{Im})^2 = (g_i^{Re})^2 \left(\frac{1}{FP^2} - 1 \right) \quad (23)$$

Removendo os quadrados, tem-se finalmente para um fator de potência especificado

FP_{esp} :

$$g_i^{Im} = \pm g_i^{Re} \sqrt{\frac{1}{FP_{esp}^2} - 1} = \pm \varphi g_i^{Re} \quad (24)$$

sendo o fator φ definido por:

$$\varphi = \sqrt{\frac{1}{FP_{esp}^2} - 1} \quad (25)$$

Neste caso, o valor positivo ou negativo da equação (24), dependem do tipo do fator de potência a adotar (+ para atraso, – para adianto). Para utilizar este modo de operação no modelo aproximado, bastaria inicialmente fixar o limite da equação (16) de acordo com a expressão seguinte:

$$(g_i^{Im})^{min} = (g_i^{Im})^{max} = \pm \varphi g_i^{Re} \quad (26)$$

Para um fator de potência adiantado (capacitivo) defina-se o valor do g_i^{Im} estritamente no ponto amarelo da Figura 10, usando a seguinte expressão:

$$g_i^{Im} + \varphi g_i^{Re} = 0 \quad (27)$$

Analogamente para um fator de potência em atraso (indutivo) defina-se o valor do G_1^{IM} estritamente no ponto vermelho da Figura 11 usando a expressão que segue:

$$g_i^{Im} - \varphi g_i^{Re} = 0 \quad (28)$$

3.3 GERADOR COM FATOR DE POTÊNCIA LIMITADO (FPLIM)

Este modo de operação é similar ao caso anterior, mas agora existe um intervalo para o valor da injeção reativa, podendo assumir os valores que definem a reta verde e os pontos amarelo e vermelho do triângulo da Figura 11. Desta forma, os limites da equação (16) são determinados usando:

$$(g_i^{Im})^{min} = -\varphi g_i^{Re} \quad (29)$$

$$(g_i^{Im})^{max} = \varphi g_i^{Re} \quad (30)$$

Como g_i^{Re} também é uma variável, para a implementação destes limites no modelo é realizada a inclusão de duas restrições de desigualdade dadas por:

$$g_i^{Im} - \varphi g_i^{Re} \leq 0 \quad (31)$$

$$-g_i^{Im} - \varphi g_i^{Re} \leq 0 \quad (32)$$

Se for desejado incluir um valor definido para a injeção ativa ($FPlim_1$), deve-se adotar limites como os definidos em (17). Por outro lado, se for desejado incluir um valor definido para a magnitude da tensão ($FPlim_2$), deve-se considerar os seguintes limites:

$$V_i^{min} = V_i^{max} = V_i^{esp} \quad (33)$$

sendo V_i^{esp} o valor especificado para a tensão da barra i .

3.4 GERADOR OPERANDO COMO BARRA DE TENSÃO CONTROLADA (PV)

Neste modo de operação, são especificadas a tensão e a injeção ativa. Para isto é necessário fixar os limites das equações (14) e (15) usando as equações (33) e (17), respectivamente.

Caso desejado, outros modos de operação podem ser definidos, bastando para tanto ajustar os limites a serem considerados nas equações (14) a (16). Finalmente, a Tabela 7 apresenta o resumo dos limites definidos para cada modo de operação.

Tabela 7. Limites segundo os modos de operação dos geradores.

Modo	PQ	FPdef	$FPlim_1$	$FPlim_2$	PV
V_i^{min} V_i^{max}	V_i^{min} V_i^{max}	V_i^{min} V_i^{max}	V_i^{min} V_i^{max}	V_i^{esp} V_i^{esp}	V_i^{esp} V_i^{esp}
$(g_i^{Re})^{min}$ $(g_i^{Re})^{max}$	$(g_i^{Re})^{esp}$ $(g_i^{Re})^{esp}$	$(g_i^{Re})^{min}$ $(g_i^{Re})^{max}$	$(g_i^{Re})^{esp}$ $(g_i^{Re})^{esp}$	$(g_i^{Re})^{min}$ $(g_i^{Re})^{max}$	$(g_i^{Re})^{esp}$ $(g_i^{Re})^{esp}$
$(g_i^{Im})^{min}$ $(g_i^{Im})^{max}$	$(g_i^{Im})^{esp}$ $(g_i^{Im})^{esp}$	$\pm \varphi g_i^{Re*}$ $\pm \varphi g_i^{Re*}$	$\geq -\varphi g_i^{Re}$ $\leq \varphi g_i^{Re}$		$(g_i^{Im})^{min}$ $(g_i^{Im})^{max}$

* + Para um fator de potência capacitivo, – para um fator de potência indutivo.

Fonte: Autor

4 REPRESENTAÇÃO DA REDE

Neste trabalho, a representação da rede é tomada de um modelo anterior utilizado para alocação de compensação reativa (RESENER, HAFFNER e PEREIRA, 2013). Deve-se salientar que a implementação dos modos de operação da GD e o estudo do comportamento da carga com relação à tensão para o modelo aproximado são objetos deste trabalho, que é focado mais na análise da operação dos sistemas de distribuição do que nos estudos do planejamento da expansão da rede. Assim, nesta seção, apresentam-se as principais características deste modelo aproximado para a representação da rede, considerando as restrições relacionadas as leis de Kirchhoff das tensões e das correntes, a representação dos limites operacionais e a representação das perdas. Finalmente, considerando o conjunto de aproximações lineares descritas neste trabalho, é formulado o modelo linear de otimização que permite determinar as correntes, tensões e perdas do sistema considerando a quantificação e minimização das perdas.

No modelo simplificado, a rede de distribuição é representada por um modelo por fase linearizado, no qual os fasores de tensão são representados apenas pela sua magnitude e as impedâncias série dos ramos, bem como as correntes, são ambos representados por duas parcelas. As quedas de tensão nos ramos da rede são calculadas a partir de uma aproximação do produto do fasor corrente pela respectiva impedância (HAFFNER *et al.*, 2009).

As correntes, que representam as demandas, fontes e elementos de compensação em derivação (capacitores e reatores), possuem duas componentes: uma parcela real, relacionada com a potência ativa; outra parcela imaginária, relacionada com a potência reativa. Levando em isto em consideração, para o trecho que vai da barra 1 até a 2 no sistema apresentado na Figura 12, os fluxos e demandas de corrente são definidos por:

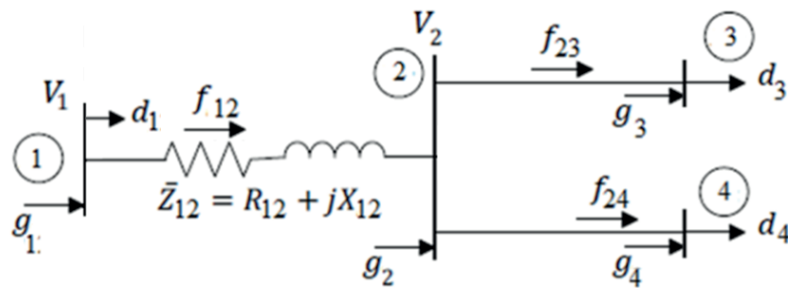
$$f_{12} = f_{12}^{Re} + jf_{12}^{Im} \quad (34)$$

$$d_2 = d_2^{Re} + jd_2^{Im} \quad (35)$$

$$g_2 = g_2^{Re} + jg_2^{Im} \quad (36)$$

onde f_{12}^{Re} e f_{12}^{Im} representam as componentes real e imaginária da corrente no ramo que vai da barra 1 até a 2 (ramo 12); d_2^{Re} e d_2^{Im} representam as parcelas real e imaginária da corrente demandada pela carga na barra 2; e g_2^{Re} e g_2^{Im} representam as parcelas real e imaginária da corrente injetada pela geração na barra 2.

Figura 12 Sistema de 4 barras.



Fonte: Resener, Haffner e Pereira, (2013)

As correntes dos ramos podem ser diretamente determinadas partindo da Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC). Desta forma, para o ramo 12 do sistema apresentado na figura anterior tem-se que:

$$f_{12} = f_{23} + f_{24} + d_2 - g_2 \quad (37)$$

Separando as partes real e imaginária da corrente do ramo 12, a equação (37) pode ser substituída pelas seguintes expressões que envolvem apenas variáveis reais:

$$f_{12}^{Re} = Re\{f_{12}\} = f_{23}^{Re} + f_{24}^{Re} + d_2^{Re} - g_2^{Re} \quad (38)$$

$$f_{12}^{Im} = Im\{f_{12}\} = f_{23}^{Im} + f_{24}^{Im} + d_2^{Im} - g_2^{Im} \quad (39)$$

A impedância série dos ramos apresenta duas componentes: uma real (resistência) e outra imaginária (reatância). Para o ramo 12, a impedância \bar{Z}_{12} é definida por:

$$\bar{Z}_{12} = R_{12} + jX_{12} \quad (40)$$

Considerando as correntes e impedâncias dos ramos definidas como apresentado em (38), (39) e (40), o fasor queda de tensão $\Delta\bar{V}_{12}$ no trecho 12 é determinado por:

$$\Delta \bar{V}_{12} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = \bar{Z}_{12} f_{12} \quad (41)$$

$$\Delta \bar{V}_{12} = (R_{12} + jX_{12})(f_{12}^{Re} + jf_{12}^{Im}) \quad (42)$$

rearranjando os termos da equação (42):

$$\Delta \bar{V}_{12} = R_{12} f_{12}^{Re} - X_{12} f_{12}^{Im} + j(R_{12} f_{12}^{Im} + X_{12} f_{12}^{Re}) \quad (43)$$

Desprezando-se a parte imaginária, fato justificado no Anexo 1, o fasor queda de tensão, é aproximado por:

$$\Delta \bar{V}_{12} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 \approx R_{12} f_{12}^{Re} - X_{12} f_{12}^{Im} \quad (44)$$

Contudo, considerando no modelo proposto que os ângulos das tensões estão todos em fase e são iguais a zero grau, os fasores de tensão podem ser substituídos pelas suas magnitudes, resultando em:

$$\Delta V_{12} = V_1 - V_2 = R_{12} f_{12}^{Re} - X_{12} f_{12}^{Im} \quad (45)$$

Por intermédio de diversos experimentos, foi observado que o modelo linearizado da expressão (45) apresenta melhores resultados quando um fator de ajuste é introduzido no cálculo da queda de tensão, resultando na expressão que relaciona a tensão nodal com a corrente dos ramos do modelo aproximado (MA), conforme a seguinte expressão (HAFFNER *et al.*, 2009):

$$\Delta V_{12}^{MA} = V_1 - V_2 = K_{12} R_{12} f_{12}^{Re} - X_{12} f_{12}^{Im} \quad (46)$$

sendo o fator K_{12} calculado para cada trecho de rede do alimentador, de forma que a solução obtida pelo MA seja igual à solução exata do fluxo de carga ΔV_{12}^{FC} , em torno do ponto onde o modelo linear está sendo desenvolvido. Este fator é apenas introduzido na parte real do cálculo e é definido para o ramo 12 por:

$$K_{12} = \frac{\Delta V_{12}^{FC} + X_{12} f_{12}^{Im}}{R_{12} f_{12}^{Re}} \quad (47)$$

Desta forma, fatores de ajuste são calculados para todos os trechos de rede do sistema de distribuição e então aplicados no MA. Cabe ressaltar que se o sistema a analisar não tiver

carga numa barra final, o valor do fasor queda de tensão vai ser zero dada a ausência de corrente no trecho, apresentando um erro na solução do problema. Para evitar isto, é determinado que o valor do fator K deve ser de um (1) quando o valor da corrente no trecho for nulo.

Finalmente, considerando a possível implementação do modelo em um sistema com maior número de barras, as equações que representam a rede de forma genérica são determinadas por:

$$Sf^{Re} + g^{Re} = d^{Re} \quad (48)$$

$$Sf^{Im} + g^{Im} = d^{Im} \quad (49)$$

$$K_{ij}R_{ij}f_{ij}^{Re} - X_{ij}f_{ij}^{Im} = V_i - V_j, \quad \forall i, j \quad (50)$$

onde:

- S é a matriz de incidência do sistema (DESOER e KUH, 1979);
- g^{Re} e g^{Im} representam os vetores das partes real e imaginária das injeções de correntes;
- d^{Re} e d^{Im} são os vetores das partes real e imaginária da corrente de carga;
- V_i e V_j são as tensões das barras i e j ;
- f_{ij}^{Re} e f_{ij}^{Im} são a parte real e imaginária da corrente no ramo i ;
- R_{ij} é a resistência do ramo ij ;
- X_{ij} é a reatância do ramo ij ;
- K_{ij} é o fator calculado para cada trecho de rede do alimentador.

Assim, por exemplo, para representar o sistema da Figura 12 usando (48), (49) e (50), basta definir:

$$\begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & -1 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{12}^{Re} \\ f_{23}^{Re} \\ f_{24}^{Re} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} g_1^{Re} \\ g_2^{Re} \\ g_3^{Re} \\ g_4^{Re} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} d_1^{Re} \\ d_2^{Re} \\ d_3^{Re} \\ d_4^{Re} \end{bmatrix} \quad (51)$$

$$\begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & -1 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{12}^{Im} \\ f_{23}^{Im} \\ f_{24}^{Im} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} g_1^{Im} \\ g_2^{Im} \\ g_3^{Im} \\ g_4^{Im} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} d_1^{Im} \\ d_2^{Im} \\ d_3^{Im} \\ d_4^{Im} \end{bmatrix} \quad (52)$$

$$K_{12}R_{12}f_{12}^{Re} - X_{12}f_{12}^{Im} = V_1 - V_2 \quad (53)$$

$$K_{23}R_{23}f_{23}^{Re} - X_{23}f_{23}^{Im} = V_2 - V_3 \quad (54)$$

$$K_{24}R_{24}f_{24}^{Re} - X_{24}f_{24}^{Im} = V_2 - V_4 \quad (55)$$

4.1 REPRESENTAÇÃO DAS PERDAS

As perdas ativas no ramo ij podem ser determinadas através da seguinte expressão:

$$P_{ij} = R_{ij}|f_{ij}|^2 = R_{ij}(f_{ij}^{Re})^2 + R_{ij}(f_{ij}^{Im})^2 \quad (56)$$

As parcelas $(f_{ij}^{Re})^2$ e $(f_{ij}^{Im})^2$ podem ser aproximadas por f_{ij}^{2Re} e f_{ij}^{2Im} respectivamente, usando um conjunto de expressões lineares, conforme mostrado para a parcela f_{ij}^{Re} na Figura 13 (RESENER, HAFFNER e PEREIRA, 2013), na qual são utilizadas 10 retas para aproximar a parábola no intervalo de -5 pu a $+5$ pu para o valor da corrente f_{ij}^{Re} . Deve-se observar que mesmo que o intervalo adotado para os valores da corrente seja bastante grande, o emprego de 10 retas é satisfatório, permitindo uma boa aproximação. Caso desejado, pode-se utilizar um número maior de retas, mas nos testes realizados isto não foi necessário.

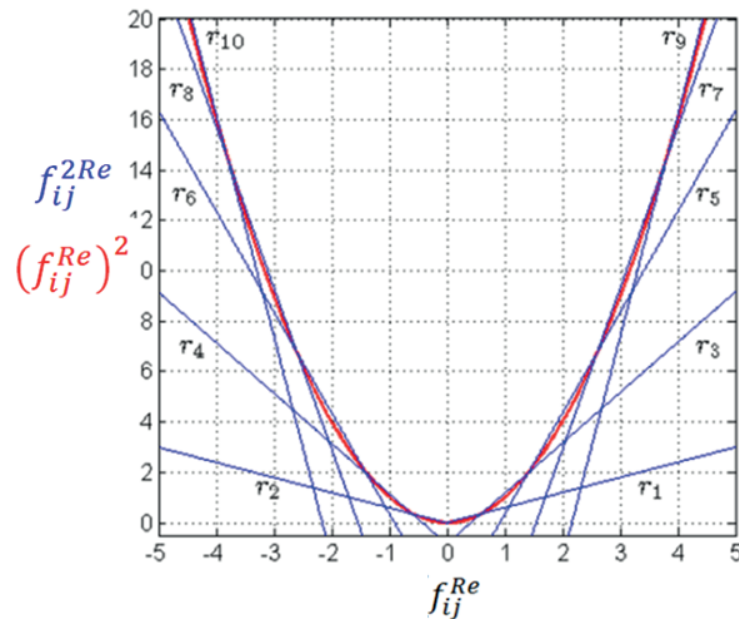
As expressões utilizadas para descrever as perdas ativas no ramo ij são dadas por (RESENER, HAFFNER e PEREIRA, 2013):

$$(f_{ij}^{Re})^2 \approx f_{ij}^{2Re} \geq \alpha_1 f_{ij}^{Re} + \alpha_0 \quad (57)$$

$$(f_{ij}^{Im})^2 \approx f_{ij}^{2Im} \geq \alpha_1 f_{ij}^{Im} + \alpha_0 \quad (58)$$

onde α_1 e α_0 são constantes, conforme mostrado na Tabela 8. Tais expressões operam em conjunto com a inclusão de um termo na função objetivo do problema, visando minimizar as parcelas f_{ij}^{2Re} e f_{ij}^{2Im} . Esta minimização das parcelas é realizada para garantir que o valor aproximado para os termos quadráticos esteja sempre próximo do valor exato, mostrado pela parábola.

Figura 13 Restrições lineares utilizadas para aproximar as perdas ativas nas linhas.



Fonte: Resener, Haffner e Pereira, (2013).

Tabela 8. Valores dos coeficientes da equação (57) e (58).

Retas	α_1	α_0	Retas	α_1	α_0
r_1	0,60	0,00	r_2	-0,60	0,00
r_3	2,00	-0,84	r_4	-2,00	-0,84
r_5	4,00	-3,64	r_6	-4,00	-3,64
r_7	6,40	-9,87	r_8	-6,40	-9,87
r_9	8,79	-18,99	r_{10}	-8,79	-18,99

Fonte: Resener, Haffner e Pereira, (2013)

Ressalta-se que o conjunto de inequações (57) é aplicado tanto para a parcela real f_{ij}^{2Re} quanto para a imaginária f_{ij}^{2Im} , resultando neste caso em 20 inequações para o ramo ij .

Assim, considerando as aproximações lineares dadas pelas inequações (57) e (58), as perdas de potência podem ser aproximadas por:

$$P_{ij} \approx R_{ij}f_{ij}^{2Re} + R_{ij}f_{ij}^{2Im} \quad (59)$$

4.2 REPRESENTAÇÃO DOS LIMITES OPERACIONAIS

No modelo aproximado, os limites de tensão de operação podem ser representados por restrições simples, nas variáveis que representam a magnitude da tensão:

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}, \forall k = 1, 2, \dots, NB \quad (60)$$

sendo NB o número de barras do alimentador de distribuição.

Os limites de fluxo nos ramos são também aproximados por restrições lineares. A partir da equação (56), pode-se definir restrições que consideram o limite de fluxo em cada ramo através de:

$$f_{ij}^{2Re} + f_{ij}^{2Im} \leq |f_{ij}^{max}|^2 \quad (61)$$

4.3 MODELO PROPOSTO

Considerando as representações da carga, dos geradores e da rede, mostradas anteriormente, o modelo linear de otimização que descreve a operação do sistema de distribuição considerando a presença de múltiplas fontes operando de modos diversos é dado pelo seguinte problema de programação linear:

$$\text{Min} \quad \sum_{ij} R_{ij} [f_{ij}^{2Re} + f_{ij}^{2Im}] \quad (62)$$

$$\text{s.a.} \quad S f^{Re} + g^{Re} = d^{Re} \quad (63)$$

$$S f^{Im} + g^{Im} = d^{Im} \quad (64)$$

$$K_{ij} R_{ij} f_{ij}^{Re} - X_{ij} f_{ij}^{Im} = V_i - V_j, \quad \forall ij \quad (65)$$

$$f_{ij}^{2Re} + f_{ij}^{2Im} \leq |f_{ij}^{max}|^2, \quad \forall ij \quad (66)$$

$$f_{ij}^{2Re} \geq \alpha_1 f_{ij}^{Re} + \alpha_0, \quad \forall ij \quad (67)$$

$$f_{ij}^{2Im} \geq \alpha_1 f_{ij}^{Im} + \alpha_0, \quad \forall ij \quad (68)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}, \quad \forall i \quad (69)$$

$$(g_i^{Re})^{min} \leq g_i^{Re} \leq (g_i^{Re})^{max}, \quad \forall i \quad (70)$$

$$(g_i^{Im})^{min} \leq g_i^{Im} \leq (g_i^{Im})^{max}, \quad \forall i \quad (71)$$

Assim, neste modelo proposto é considerada como a função objetivo a minimização da aproximação das perdas, dada pela equação (62) o que permite tanto a quantificação deste valor como determinar o modo de operação da rede que consegue atingir este objetivo. As restrições das equações (63) e (64) estão relacionadas ao balanço calculado para determinar as correntes nos ramos e a restrição (65) é utilizada para calcular as tensões no sistema empregando o fator de ajuste K , que permite aproximar o valor das tensões obtidas pelo modelo aproximado com as obtidas pelo fluxo de carga convencional. As restrições de desigualdade mostradas nas inequações (66), (67) e (68) estão relacionadas aos limites de corrente nos ramos e as aproximações lineares dos quadrados das parcelas real e imaginária respectivamente. Finalmente as restrições de desigualdade mostradas nas inequações (69) à (71) mostram os limites operacionais das tensões, e injeções ativa e reativa de potencia nas barras, que permitem a implementação de diferentes modos de operação para a inclusão de geração distribuída.

5 TESTES REALIZADOS

Neste capítulo, com o objetivo de exemplificar e validar a utilização do modelo aproximado (MA) descrito na Seção 4.3, foi realizado um estudo comparativo com a solução obtida pelo fluxo de carga convencional (FC). Os sistemas de distribuição utilizados nos testes possuem respectivamente 70 barras (BARAN e WU, 1989) e 135 barras (MANTOVANI, CASARI e ROMERO, 2000). O fluxo de carga convencional utilizado para comparar os resultados obtidos neste trabalho é resolvido através do método de varredura (KERSTING, 2001). As cargas são caracterizadas como no modelo ZIP, pelas razões apresentadas no Capítulo 2. Os índices utilizados para comparar os modelos são baseados nas equações definidas na Seção 2.3.1 levando em conta agora que M_1 é referido ao valor obtido no fluxo de carga convencional (Modelo de carga ZIP) e M_2 é referido ao valor obtido para o modelo aproximado, empregado neste trabalho. Os primeiros testes apresentam os valores dos índices de diferenças para as tensões e perdas nos sistemas de 70 e 135 barras considerando perturbações. Após estes testes, é considerada a injeção de geração distribuída comparando os modos de operação no sistema de 70 barras para o modelo aproximado. Finalmente são comparados os valores das perdas obtidas e as tensões do sistema de distribuição de 135 barras com relação ao fluxo de carga convencional, considerando a barra da GD como PV para estes casos.

5.1 SISTEMA DE 70 BARRAS

O sistema de 70 barras tem como base uma tensão nominal de 12,6 kV e uma potência base de 1 MVA. Os dados do sistema estão disponíveis nos trabalhos de Baran e Wu (1989) e Luz Alves (2005).

Para comparar o fluxo de carga convencional (FC) com o modelo aproximado proposto (MA), foram realizados testes considerando a configuração inicial – na qual a

referência opera em 1 pu – e com perturbações no valor desta tensão. As perturbações são representadas como uma variação da tensão de operação da referência em $\pm 20\%$ e $\pm 10\%$ baseados no PRODIST (ANEEL, 2010). Com os resultados dos testes, foram calculados os índices definidos na Seção 2.3.1 – considerando a M_1 como o fluxo de carga (Modelo ZIP) e M_2 como o modelo aproximado – para cada variação da tensão na barra de referência (V_{ref}). Os valores obtidos destes indicadores são mostrados na Tabela 9. Cabe resaltar que os índices de diferenças das tensões e correntes (parte real e imaginária) são sempre positivos dado que se referem ao valor absoluto, enquanto que os índices das perdas podem ser positivos ou negativos. A Tabela 9 mostra os valores das diferenças obtidas entre o modelo apresentado e o fluxo de carga convencional.

Tabela 9. Sistema 70 barras com perturbações – Diferenças FC versus MA.

Tipo de índice	$V_{ref} = 0,8$ (pu)	$V_{ref} = 0,9$ (pu)	$V_{ref} = 1,0$ (pu)	$V_{ref} = 1,1$ (pu)	$V_{ref} = 1,2$ (pu)
V_{min} no FC (pu)	0,712	0,815	0,916	1,017	1,116
Diferenças das tensões ε_{mV} (%)	0,148	0,040	–	0,004	0,013
Diferenças das correntes ε_{mfRe} (%)	4,229	1,661	0,634	0,668	1,573
ε_{mfRe} (%)	2,400	0,506	0,957	1,034	1,030
Diferenças das perdas ε_p (%)	6,940	0,723	–2,281	–2,746	–1,322

Fonte: Autor

Pode-se observar que, para as variações de 0,9 a 1,2 pu das tensões da referência da Tabela 9, o índice de diferença das tensões é inferior a 0,040%, e o índice de diferença das correntes é inferior a 1,66% e 1,034% para as parcelas real e imaginária respectivamente. Também, o índice de diferença das perdas é inferior a –2,75%. Desta forma, observa-se que o modelo proposto responde adequadamente ante as perturbações aqui indicadas, com resultados muito aproximados ao fluxo de carga, quando é utilizado um modelo de carga dependente da tensão. Também, deve-se mencionar que para um valor de 0,8 na tensão da

barra da subestação, foram obtidos os maiores índices de diferença nas correntes e perdas, no entanto estes valores estão relacionados a um ponto de operação da rede crítico e não recomendável dado o valor elevado da queda de tensão no sistema, fato que é comprovado ao observar o valor mínimo 0,71 apresentado para esta perturbação obtida no fluxo de carga, segundo a Tabela 9. Os resultados obtidos para este sistema considerando diferentes níveis de carregamento é apresentado no Anexo 3.

5.2 SISTEMA DE 135 BARRAS

O sistema de 135 barras opera com uma tensão nominal de 13,8 kV e uma potência base de 1 MVA. Este sistema é constituído por 8 alimentadores que serão designados por A11 até A18.

Será também estudado o comportamento do sistema com perturbações na tensão no modelo apresentado (MA). As perturbações são representadas como uma variação da tensão da referência em $\pm 20\%$ e $\pm 10\%$. Utilizando os indicadores definidos na Seção 5.1, são obtidos os resultados das diferenças das tensões e das perdas para o sistema testado, com base no valor da tensão da referência V_{ref} . A Tabela 10 mostra os resultados obtidos destes indicadores, e a Tabela 11 apresenta as tensões mínimas obtidas para cada alimentador conforme calculadas no fluxo de carga convencional para cada perturbação.

A Tabela 11 mostra que o modelo desenvolvido se aproxima dos resultados obtidos pelo fluxo de carga convencional, para a maioria de perturbações mostradas. Deste modo, para as perturbações de 0,9 a 1,2 pu, os índices de diferença das perdas por alimentador são inferiores a 2,56% (alimentador 7, $V_{ref} = 0,9$ pu) e os índices de diferença das tensões para cada alimentador são inferiores a 0,088% (alimentador 7, $V_{ref} = 0,9$ pu). Isto mostra como o modelo apresentado trabalha satisfatoriamente para estes casos. Também, considerando a tensão na barra da referência de 0,8 pu, observa-se que o índice de diferença das tensões é

inferior 0,318%, sendo um valor pequeno, e os índices de diferença das perdas são inferiores a 5,9% na média dos alimentadores. Finalmente, observando a Tabela 11, deve-se destacar que embora se apresente um valor de 8,28% no índice de diferença das perdas para o alimentador 7, este valor está considerando uma tensão mínima de operação de 0,732, a qual é uma tensão de operação não desejada nos sistemas de distribuição (ANEEL, 2010).

Assim, mostra-se que o modelo proposto não só responde adequadamente às variações da tensão da referência em 0,9 à 1,2 pu, como também consegue chegar a resultados próximos aos obtidos com o fluxo de carga convencional, apresentando valores pequenos nos índices de diferença e desvios baixos por alimentadores (inferiores a 0,577%).

Tabela 10. Sistema 135 barras com perturbações – Diferenças FC versus MA.

Alimentador	Índice de Diferença das tensões ε_{mV} (%)				
	$V_{ref} = 0,8$ pu	$V_{ref} = 0,9$ pu	$V_{ref} = 1,0$ pu	$V_{ref} = 1,1$ pu	$V_{ref} = 1,2$ pu
A11	0,100	0,002	–	0,025	0,019
A12	0,093	0,003	–	0,022	0,020
A13	0,082	0,003	–	0,020	0,019
A14	0,059	0,003	–	0,014	0,015
A15	0,084	0,003	–	0,020	0,018
A16	0,081	0,004	–	0,019	0,020
A17	0,318	0,014	–	0,088	0,011
A18	0,077	0,003	–	0,019	0,018
Média	0,112	0,004	–	0,028	0,017
Desvio	0,084	0,004	–	0,024	0,003
Alimentador	Índice de Diferença das perdas ε_p (%)				
	$V_{ref} = 0,8$ pu	$V_{ref} = 0,9$ pu	$V_{ref} = 1,0$ pu	$V_{ref} = 1,1$ pu	$V_{ref} = 1,2$ pu
A11	5,984	1,432	–0,299	0,145	2,170
A12	5,782	1,279	–0,413	0,062	2,111
A13	5,421	1,011	–0,607	–0,074	2,020
A14	4,888	0,532	–1,039	–0,463	1,668
A15	5,656	1,127	–0,582	–0,118	1,927
A16	5,540	1,191	–0,385	0,175	2,284
A17	8,285	2,562	–0,044	–0,240	1,327
A18	5,643	1,206	–0,435	0,077	2,153
Média	5,900	1,293	–0,475	–0,055	1,958
Desvio	1,016	0,577	0,287	0,217	0,316

Fonte: Autor

Tabela 11. Sistema 135 barras com perturbações –Tensões mínimas no FC.

Alimentador	Tensão mínima no FC V_{min} (pu)				
	$V_{ref} = 0,8$ pu	$V_{ref} = 0,9$ pu	$V_{ref} = 1,0$ pu	$V_{ref} = 1,1$ pu	$V_{ref} = 1,2$ pu
A11	0,771	0,872	0,972	1,072	1,172
A12	0,773	0,873	0,974	1,073	1,173
A13	0,773	0,874	0,974	1,074	1,174
A14	0,777	0,877	0,978	1,077	1,177
A15	0,771	0,872	0,972	1,072	1,171
A16	0,773	0,834	0,974	1,074	1,174
A17	0,732	0,854	0,935	1,035	1,135
A18	0,773	0,874	0,974	1,074	1,174
Média	0,768	0,834	0,969	1,035	1,169
Desvio	0,015	0,015	0,014	0,014	0,014

Fonte: Autor

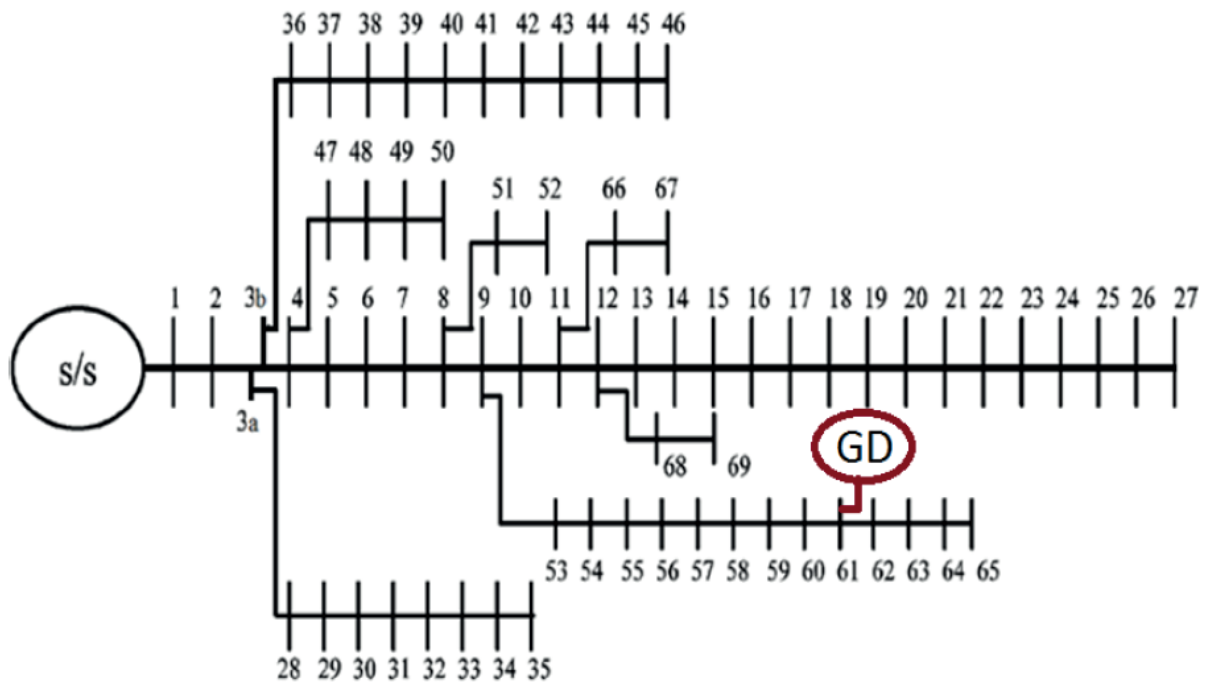
5.3 CONSIDERAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Realizou-se um estudo com a instalação de um gerador nas barras dos dois sistemas teste. Para estes testes, além das razões expostas em seções anteriores, deve-se resaltar que é considerado mais adequado empregar o modelo ZIP descrito do que a metodologia por injeções constantes de potência, principalmente quando for incorporado ao sistema de distribuição dispositivos de GD (SINGH e GOSWAMI, 2008).

5.3.1 Sistema de 70 barras

O teste realizado para o sistema de 70 barras considera a inclusão de geração distribuída no sistema com base na solução ótima determinada por Abu-Mouti e El-Hawary (2011) visando minimizar as perdas e melhorar o perfil da tensão. Tal solução determina a alocação da GD na barra 61, com uma injeção de potência de 2,2 MVA e um fator de potência de 0,85 em adiantado (capacitivo). A Figura 14 mostra o sistema de 70 barras com a barra selecionada para alocar a GD.

Figura 14 Sistema de 70 Barras – Alocação da GD.



Fonte: BARAN e WU (1989), Abu-Mouti e El-Hawary (2011)

Partindo destes parâmetros, foram avaliados os modos de operação da GD no modelo apresentado, modificando os limites conforme indicados no Capítulo 3 e utilizando um modo de operação livre (sem limites), o qual busca determinar as injeções ótimas no sistema. Na Tabela 12 são mostrados os valores adotados para cada modo de operação.

Tabela 12. Definição dos limites para a alocação da GD (Valores em pu).

Modo	PV	PQ	FPdef	FPlim ₁	FPlim ₂	Livre
V_{61}^{min} (pu)	1	0	0	0	1	0
V_{61}^{max} (pu)	1	∞	∞	∞	1	∞
$(g_{61}^{Re})^{min}$ (pu)	1,87	1,87	$-\infty$	1,87	$-\infty$	$-\infty$
$(g_{61}^{Re})^{max}$ (pu)	1,87	1,87	∞	1,87	∞	∞
$(g_{61}^{Im})^{min}$ (pu)	$-\infty$	1,16	$-0,62g_{61}^{Re}$	$-0,62g_{61}^{Re}$		$-\infty$
$(g_{61}^{Im})^{max}$ (pu)	∞	1,16	$-0,62g_{61}^{Re}$	$0,62g_{61}^{Re}$		∞

Fonte: Autor

Os valores obtidos das perdas totais, as tensões mínima e máxima nas barras do sistema e as injeções ativas e reativas na barra com GD são mostrados na Tabela 13.

Tabela 13. Sistema 70 Barras– Modos de operação com GD- Resultados obtidos.

	Abu (2011)	PV	PQ	FPdef	FPlim ₁	FPlim ₂	Livre
Perdas totais (kW)	23,92	23,47	23,87	23,73	23,73	23,81	23,04
V_{min} (pu)	0,972	0,973	0,973	0,973	0,973	0,973	0,973
V_{max} (pu)	1,000	1,000	1,000	1,001	1,001	1,000	1,000
V_{61} (pu)	0,999	1,000	0,999	1,001	1,001	1,000	0,999
g_{61}^{Re} (pu)	1,87	1,87	1,87	1,91	1,91	1,89	1,80
g_{61}^{Im} (pu)	-1,16	-1,21	-1,16	-1,19	-1,19	-1,17	-1,31
FP_{61} (adianto)	0,85	0,84	0,85	0,85	0,85	0,85	0,81

Fonte: Autor

A Tabela 13 mostra também os resultados obtidos do modelo proposto e os apresentados por Abu-Mouti e El-Hawary (2011). Pode-se observar que as injeções ativas e reativas selecionadas para cada modo de operação conseguem reduzir as perdas totais do sistema em comparação com a configuração original (244 kW). Desta forma as perdas são reduzidas em 90,55% no melhor dos casos. As tensões em cada barra são superiores a 0,972 para cada modo de operação, tendo assim um perfil de tensão melhor em comparação com o resultado de Abu-Mouti e El-Hawary (2011). Também, à exceção do modo livre e do modo PV, cada modo de operação mantém o fator de potência em 0,85.

No que diz respeito à tensão na barra da GD, em todas as configurações este valor apresenta-se muito perto de 1 pu. Considerando as tensões mínimas no sistema é possível ver que para cada modo de operação não se apresentam violações de tensão, estando estas acima de 0,97 pu, valor superior ao obtido no trabalho de Abu-Mouti e El-Hawaray (2011). Finalmente, desconsiderando o modo de operação livre, a configuração como PV foi a que apresentou as menores perdas, mostrando uma tensão exatamente igual a 1 pu na barra da GD conforme desejado para este modo de operação.

A liberação dos limites do sistema faz com que o modelo procure as características de operação da GD de forma que sejam minimizadas as perdas totais no sistema. Assim, segundo a Tabela 13 tem-se as menores perdas no modelo com um valor de 23,04 kW. O melhor ponto de operação determina uma injeção ativa de 1,801 MW, com um fator de potência de 0,81

capacitivo, correspondente ao modo livre. Os resultados desta configuração mostram-se próximos dos obtidos pelos outros modos de operação indicando, neste caso, a similaridade entre eles para o caso apresentado. A tensão na maioria dos casos não apresenta um valor superior a 1 pu. A Tabela 14 mostra as diferenças obtidas ao comparar os resultados do modelo para cada modo de operação com os resultados de Abu-Mouti e El-Hawary (2011).

Tabela 14. Sistema 70 Barras com GD – Comparação Abu-Mouti e El-Hawary (2011).

Diferenças (%)	PV	PQ	FPdef	FPlim ₁	FPlim ₂
Perdas totais	1,89	0,22	0,80	0,80	0,46
Tensão mínima	0,08	0,06	0,10	0,10	0,08
Injeção ativa	0,00	0,00	2,25	2,25	0,90
Injeção reativa	4,44	0,00	2,25	2,25	0,90

Fonte: Autor

Comparando com os resultados de Abu-Mouti e El-Hawary (2011), as diferenças entre os valores dados pelo modelo proposto não superam 1,89% para as perdas, 0,1% para as tensões, 2,25% para as injeções ativas, e 4,44% para as injeções reativas. Desta forma, mostra-se a proximidade dos resultados para cada modo de operação, apresentando diferenças pequenas. Finalmente, segundo este resultado, mostra-se que a configuração mais próxima ao trabalho de Abu-Mouti e El-Hawary (2011) é a de PQ com uma diferença de 0,22% nas perdas e de 0,06% na tensão mínima do sistema. Deve-se ressaltar que no trabalho de Abu-Mouti e El-Hawary (2011) foi empregada a configuração de PQ, considerando também a modelagem da carga como corrente constante.

5.3.2 Sistema de 135 Barras

Para este sistema, testou-se diferentes níveis de participação da GD em cada alimentador, variando de 0 MW a 4,5 MW, estando este recurso instalado nas barras indicadas na Tabela 15. Além disto, foram determinadas, partindo do modo de operação livre (sem limites), as quantidades ótimas de injeção das GDs alocadas nas barras especificadas na

Tabela 15. A seleção das barras foi determinada com o objetivo de manter certa distância com a subestação para cada alimentador.

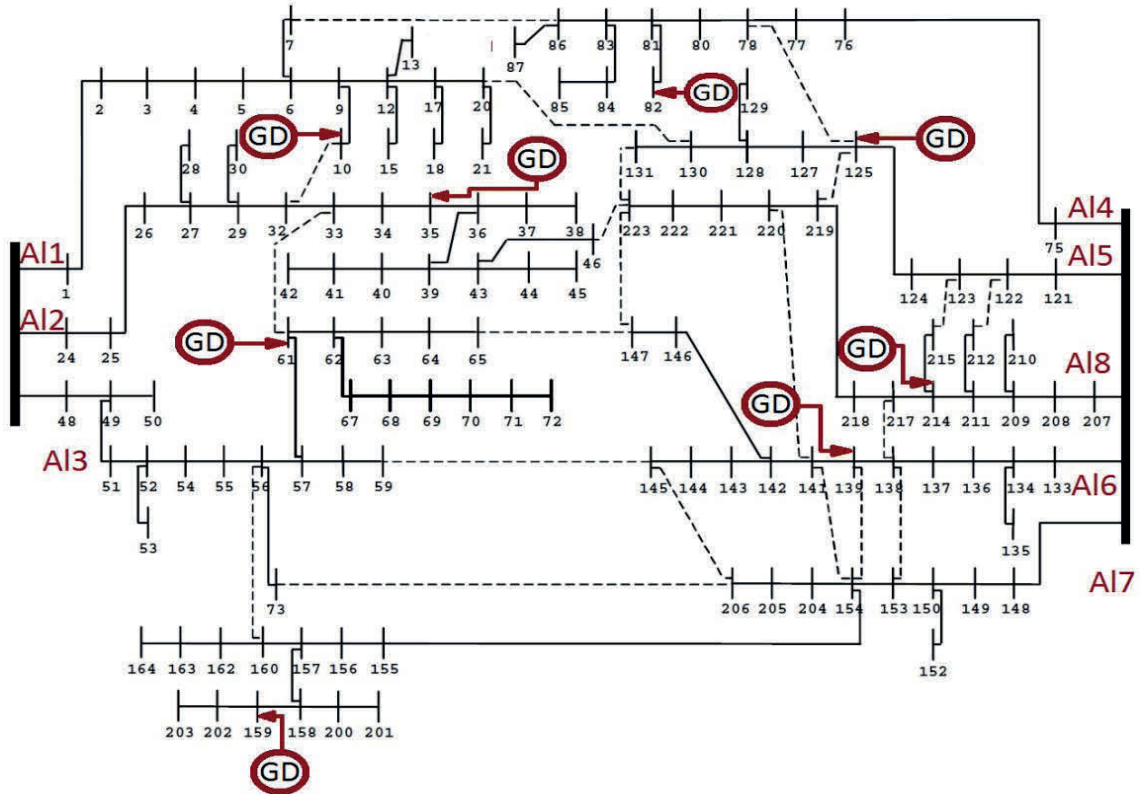
Tabela 15. Sistema 135 Barras – Barras com GD e Injeções ótimas.

Alimentador	Número da Barra	Injeção Ativa Ótima (MW)	Total da Carga (MW)
A11	10	1,62	2,58
A12	35	2,12	2,26
A13	61	2,18	2,56
A14	82	0,92	1,55
A15	125	1,53	1,64
A16	139	1,65	2,76
A17	159	1,84	2,97
A18	214	1,92	2,00

Fonte: Autor

O objetivo destes testes foi verificar a diferença entre os resultados obtidos com o modelo proposto e o fluxo de carga convencional (modelo ZIP), sendo quantificadas as diferenças nas magnitudes das tensões e nas perdas. Em todos os testes a GD foi modelada como uma barra PV, com tensão especificada em 1 pu, pois a modelagem convencional do fluxo de carga não permite ajustar este valor para atender a algum objetivo específico (minimizar as perdas, por exemplo). Para uma melhor interpretação das barras selecionadas com GD, a Figura 15 mostra a distribuição das GD alocadas no sistema teste.

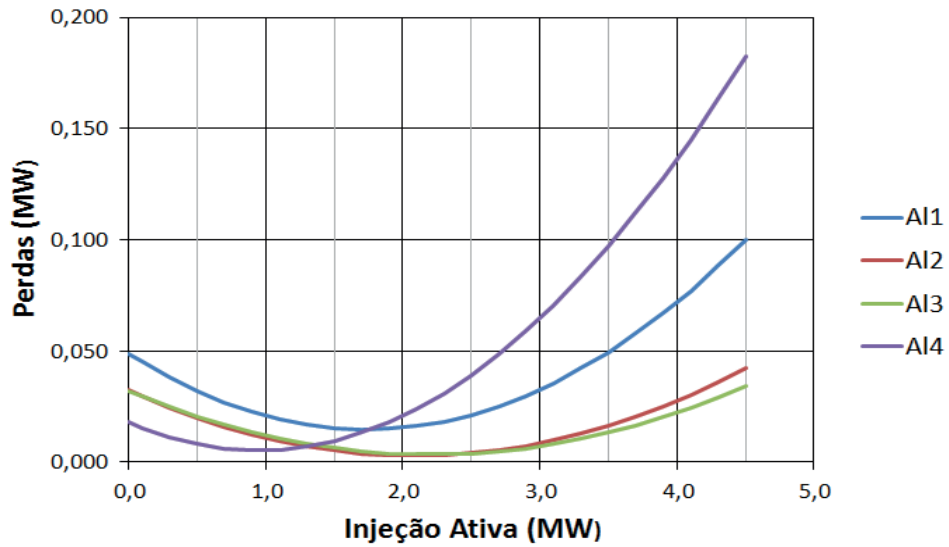
Figura 15 Sistema 135 barras – Alocação das GD nas barras.



Fonte: Autor

Considerando as injeções e barras escolhidas, a Figura 16 apresenta as perdas obtidas para os primeiros 4 alimentadores.

Figura 16 Sistema 135 barras com GD – AI1 a AI4 – Perdas vs Injeção ativa.

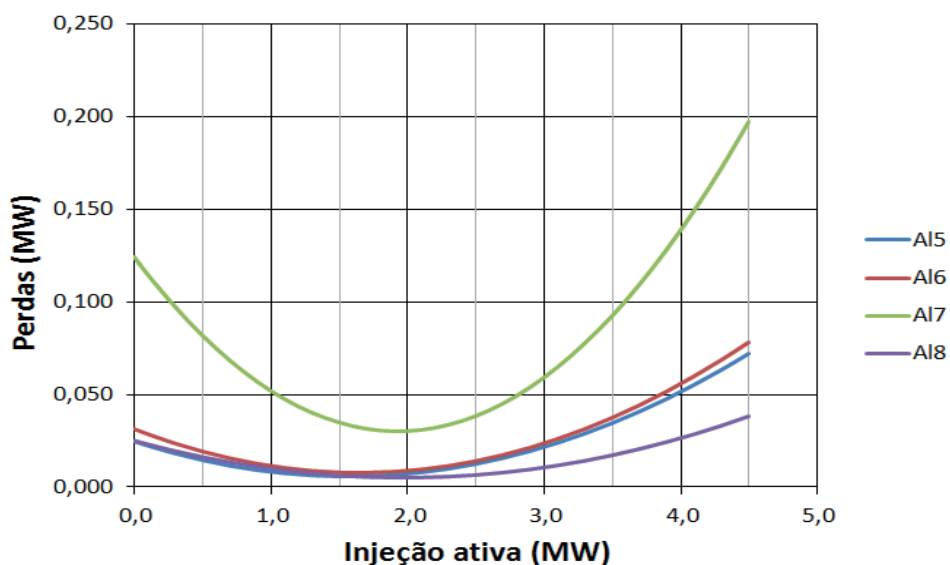


Fonte: Autor

A figura anterior mostra que os valores de injeção que minimizam as perdas correspondem aos selecionados pelo modo de operação livre do modelo proposto, como foi apresentado na Tabela 15. Assim, conforme a injeção ativa cresce, as perdas começam a diminuir até chegar aos pontos ótimos de injeções, cujos valores são de 1,62 MW, 2,12 MW, 2,18 MW e 0,92 MW, respectivamente para os alimentadores 1 a 4. Depois de chegar a estes valores, as perdas começam a aumentar em cada alimentador, como consequência dos fluxos reversos presentes no sistema de distribuição. Também, pode-se observar, conforme a Tabela 15, que a carga total do alimentador 4 é a menor em comparação com os outros alimentadores (1,55 MW) sendo necessária uma pequena injeção da GD para minimizar as perdas (0,92 MW).

A Figura 17 mostra que para os alimentadores 5 a 8, como nos alimentadores 1 a 4, as perdas diminuem conforme a injeção ativa cresce até chegar ao ponto ótimo de injeção ativa. Neste caso, as injeções ativas foram de 1,53 MW, 1,65 MW, 1,84 MW e 1,92 MW, respectivamente para os alimentadores 5 a 8. Também, as perdas foram significativas para o alimentador 7, considerando que a GD foi alocada numa barra longe da subestação.

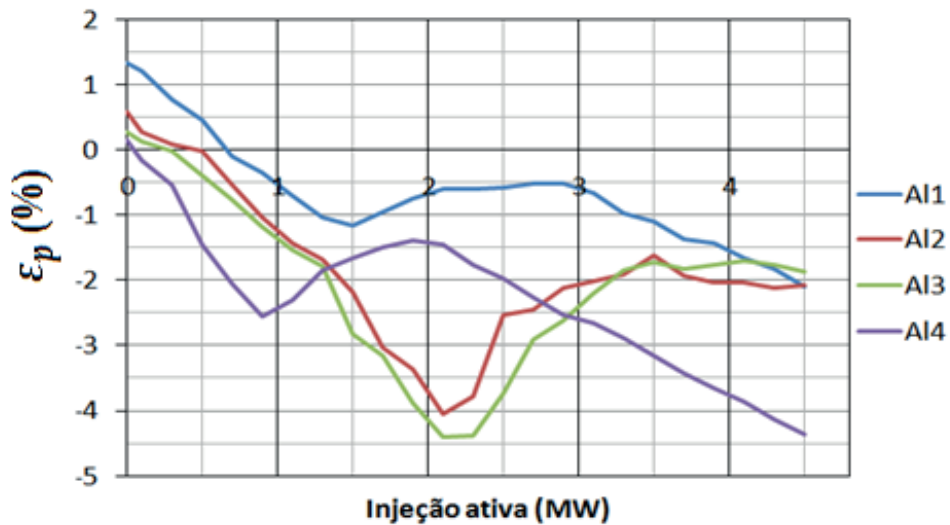
Figura 17 Sistema 135 barras com GD – AI5 a AI8 – Perdas vs Injeção ativa.



Fonte: Autor.

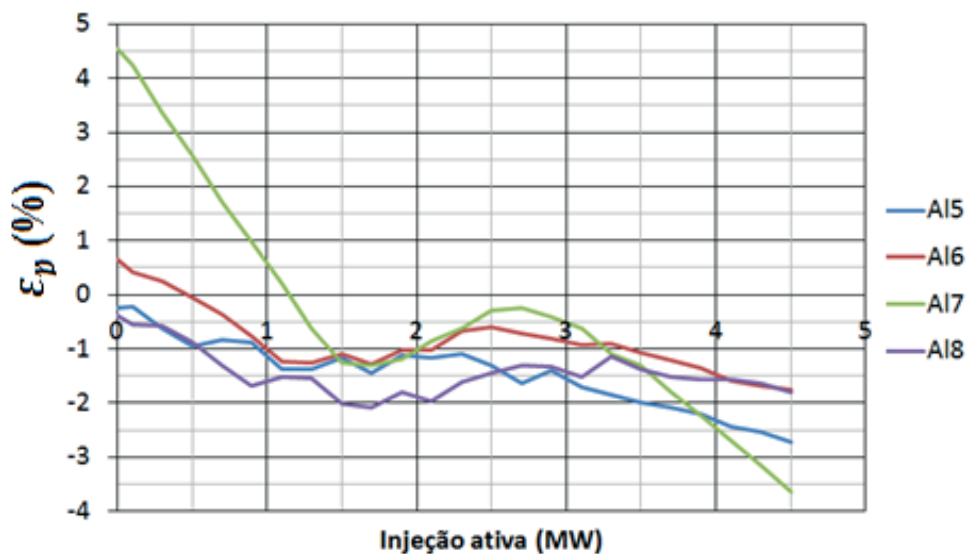
Para estes alimentadores, são obtidos os resultados mostrados nas Figuras 18 e 19. Para estes resultados, são tomadas as definições apresentadas na Seção 2.3.1, considerando que M_1 é referido ao valor do fluxo de carga convencional (Modelo ZIP) e M_2 é referido ao valor do modelo aproximado proposto. Nestas figuras, estão os índices de diferenças das perdas calculados para cada nível de participação da GD, ε_p (%).

Figura 18 Sistema 135 barras com GD – A11 a A14 – Diferenças das Perdas vs Injeção ativa.



Fonte: Autor.

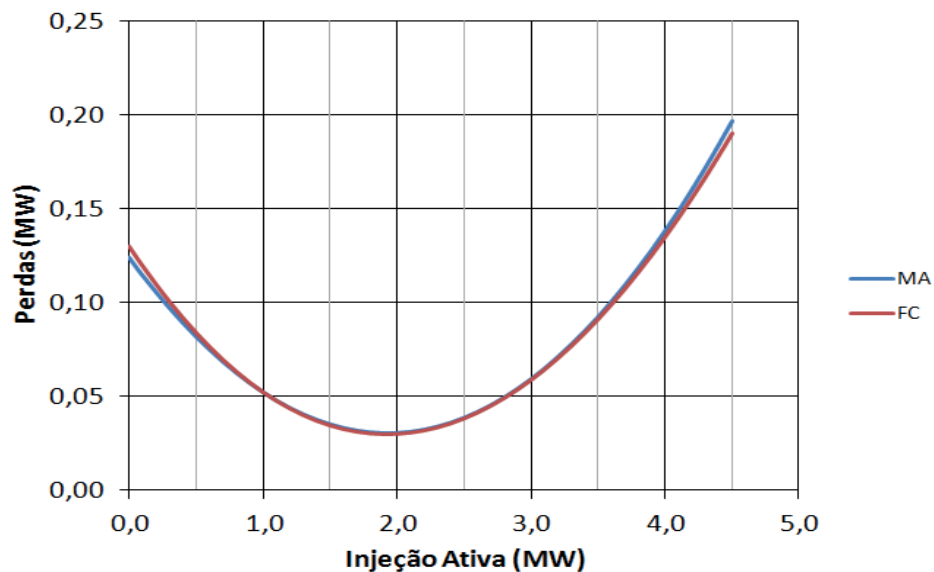
Figura 19 Sistema 135 com GD – A15 a A18 – Diferenças das Perdas vs Injeção ativa.



Fonte: Autor.

As figuras anteriores mostram que mesmo variando a participação da GD, o modelo proposto tem um comportamento satisfatório, dado que as diferenças com o FC são sempre pequenas. Assim, os índices de diferenças das perdas não superam 5% no conjunto de alimentadores para a faixa de injeção ativa selecionada. Comparando estas figuras com as Figuras 16 e 17, pode-se observar que perto do valor ótimo de injeção ativa, os erros tendem a ser menores na maioria dos alimentadores (menores que 2%). Também, quando a barra com GD é alocada longe da subestação, as diferenças são maiores, como acontece com o alimentador 7. No entanto, estas diferenças são limitadas e para exemplificar isto, na Figura 20 mostra-se o comportamento das perdas com relação à injeção ativa da GD no alimentador 7 para o fluxo de carga e para o modelo aproximado proposto.

Figura 20 Sistema 135 barras com GD – A17 – Perdas vs Injeção ativa para o FC e o MA.

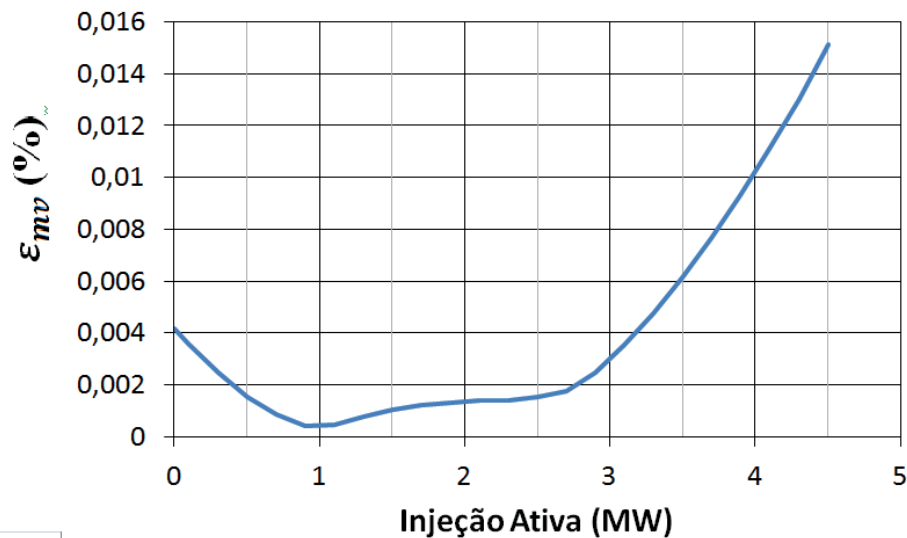


Fonte: Autor.

A figura anterior mostra que para o conjunto de níveis de participação da GD, as curvas do modelo aproximado e do fluxo de carga estão praticamente idênticas, mostrando que o modelo proposto chega a resultados muito similares com os obtidos pelo fluxo de carga convencional para as perdas, mesmo para o alimentador 7 que apresentou os maiores índices de diferença.

Considerando agora o comportamento do modelo proposto para as tensões, a Figura 21 mostra o valor dos índices de diferença obtidos no total dos alimentadores para os níveis de participação da GD.

Figura 21 Sistema 135 barras com GD – Índices de Diferença de Tensão vs Injeção ativa.



Fonte: Autor

Neste caso, observa-se ainda que variando a injeção ativa da GD, os valores dos índices de diferença das tensões na média dos alimentadores são muito pequenos, sendo menores que 0,016%, até para um valor alto e não recomendável de injeção ativa na barra selecionada (4,5 MW, que é quase o dobro da demanda). É possível observar também que quando a GD está dentro da faixa de valores ótimos obtidos para cada alimentador, determinados pelo modo de operação livre (0,92 MW a 2,18 MW), as diferenças entre o fluxo de carga e o modelo proposto são muito pequenas. Desta forma, o modelo proposto consegue aproximar-se satisfatoriamente dos valores obtidos pelo fluxo de carga permitindo ainda a determinação ótima da injeção da GD para reduzir as perdas de potência na rede. Também é possível, com uso deste modelo, determinar a melhor tensão de operação que pode ser usada para definir a tensão que deve ser regulada na barra.

6 CONCLUSÃO

O modelo aproximado apresentado neste trabalho mostrou-se capaz de representar de forma adequada a rede de distribuição de energia elétrica, dado que considera as características específicas dos circuitos de distribuição e do comportamento da carga.

Os resultados do estudo das cargas mostram que elas apresentam diferentes comportamentos, sendo na maioria dos casos influenciadas pela variação da tensão. Assim embora o fluxo de carga com injeção de potências constantes seja a metodologia predominante para a análise dos sistemas de distribuição, modelos de carga considerando a dependência da carga com a tensão são considerados mais adequados. A diferença entre os valores obtidos na resolução do fluxo de carga pelo modelo ZIP e de potência constante ressaltam este fato.

O uso do modelo de corrente constante consegue representar o comportamento de cargas de distribuição do tipo residenciais. Assim, o modelo proposto considera a representação da carga por corrente constante levando em conta o comportamento dependente da tensão que é observado nas cargas conectadas às redes de média e baixa tensão, validando o modelo proposto.

Os resultados obtidos com a utilização deste modelo linearizado mostram excelente proximidade com relação à solução do fluxo de carga não linear, que tem sido utilizado como referência nos estudos de sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando ainda a dependência das cargas com a tensão, apresentando uma aproximação mais adequada dos sistemas de distribuição em média e baixa tensão. A validade desta metodologia também é aplicável com a inclusão de geração distribuída.

A inclusão da GD dentro do modelo proposto apresenta várias vantagens. Uma delas é a possibilidade de representar a GD operando em diferentes modos, facilitando a representação na forma de modelos de tipos de fontes como eólicas ou fotovoltaicas no

sistema de distribuição. O modelo apresentado pode ser aplicado também para determinar qual modo de operação é o mais adequado para operar este recurso.

O modo de operação livre proposto no modelo é útil para determinar a injeção ótima da GD, podendo assim resultar na redução das perdas e na melhoria do perfil da tensão do sistema. Desta forma, a flexibilidade dos modos de operação da GD também apresenta uma vantagem em comparação com a metodologia do fluxo de carga convencional, dado que nessa metodologia só é possível modelar a barra como PV ou PQ, dificultando a implementação do modo de operação para regulação do fator de potência ou na determinação da melhor solução.

A utilização do modelo aproximado apresentado neste trabalho viabiliza uma nova abordagem para os problemas relacionados com a rede de distribuição de energia, permitindo que restrições lineares que representam a rede sejam diretamente incorporadas aos modelos de otimização. Trata-se de uma alternativa para a abordagem usual que consiste em empregar as equações não lineares do fluxo de carga convencional em conjunto com métodos heurísticos de otimização.

O emprego de restrições lineares para representar as equações do fluxo de carga possibilita empregar abordagens que utilizam otimização clássica, trazendo consigo seus benefícios (garantia de otimalidade e análise de sensibilidade, por exemplo).

6.1 SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS

Os modelos simplificados apresentados foram elaborados levando em consideração que os alimentadores e cargas são trifásicos e equilibrados, representados por um circuito equivalente por fase. Caso existam cargas ou trechos de alimentadores monofásicos, bifásicos ou desequilibrados, é possível estender a formulação de forma praticamente direta. Assim trabalhos futuros podem empregar este modelo para analisar sistemas desbalanceados.

Este modelo já está sendo estudado para implementação em problemas de otimização relacionados ao planejamento da operação e expansão em redes de distribuição, como:

- alocação ótima de bancos capacitores;
- alocação ótima de reguladores de tensão;
- recondutoramento ótimo do sistema;
- operação ótima da GD.

Como outras propostas, é possível implementar as aplicações mencionadas anteriormente, considerando a geração distribuída, para os diferentes modos de operação, tendo assim uma informação mais detalhada dos sistemas de distribuição.

REFERÊNCIAS

ABU-MOUTI, F. S.; EL-HAWARY, M. E. . Optimal Distributed Generation Allocation and Sizing in Distribution Systems via Artificial Bee Colony Algorithm. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, [S.l.], v. 26, n. 4, p. 2090-2101, Oct. 2011.

ACHARYA, N.; MAHAT, P.; MITHULANANTHAN, N. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l.], v. 28, n. 10, p. 669-678, Dec. 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL**. Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST. 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf>. Acesso em: 2 ago. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 345 de 16 de dezembro de 2008. Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 31 dez. 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 22 sept 2014.

AHMADI, H.; MARTI, J. R. Power flow formulation based on a mixed-linear and nonlinear system of equations. In: ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING INTERNATIONAL CONFERENCE (EEEIC), 13., 2013, Wroclaw. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2013. p. 27 - 32.

AHMADI, H.; MARTI, J. R. Distribution System Optimization Based on a Linear Power-Flow Formulation. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, [S.l.], v. 30, n. 1, p. 25-33, Jan 2015.

ANWAR, A.; MAHMOOD, A. N. CF-PSO based loss sensitivity clustering technique to identify optimal DG allocation nodes for energy efficient smart grid operation. In: INDUSTRIAL ELECTRONICS AND APPLICATIONS (ICIEA), 9., 2014, Hangzhou. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2014. p. 1130 - 1135.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **Power Delivery, IEEE Transactions**, New York, v. 4, n. 1, p. 725 - 734, 1989.

BERG, R.; HAWKINS, E. S.; PLEINES, W. W. Mechanized Calculation of Unbalanced Load Flow on Radial Distribution Circuits. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, New Orleans, v. PAS-86, n. 4, p. 415-421, 1967.

BHIMARASETTI, R. T.; KUMAR, A. A New Contribution to Distribution Load Flow Analysis for Radial and Mesh Distribution Systems. In: COMPUTATIONAL INTELLIGENCE AND COMMUNICATION NETWORKS (CICN), 2014, Bhopal. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2014. p. 1229 - 1236.

CESPEDES, R. G. New method for the analysis of distribution networks. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, Long Beach, v. 5, n. 1, p. 391-396, 1990.

CHANG, G. W.; CHU, S. Y.; WANG, H. L. An Improved Backward/Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution Systems. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v. 22, n. 2, p. 882-884, 2007.

CHEN, T.-H. et al. Distribution system power flow analysis-a rigid approach. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, New York, v. 6, n. 3, p. 1146-1152, 1991.

CHEN, T.-H.; YANG, N.-C. Three-phase power-flow by direct ZBR method for unbalanced radial distribution systems. **Generation, Transmission & Distribution, IET**, [S.l.], v. 3, n. 10, p. 903 - 910, 2009.

COLLIN, A. J. et al. Development of Low-Voltage Load Models for the Residential Load Sector. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v. 29, n. 5, p. 2180 - 2188, 2014.

CONCORDIA, C.; IHARA, S. Load Representation in Power System Stability Studies. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, Portland, v. 101, n. 4, p. 969-977, 1982.

DEEPMALA; KUMAR, A. Impact of load models on distribution system performance and impact of D-STATCOM. In: POWER INDIA INTERNATIONAL CONFERENCE (PIICON), 6., 2014, Delhi. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2014. p. 1-6.

DESOER, C. A.; KUH, E. S. **Teoria basica de circuitos**. 1. ed. Rio de Janeiro: [s.n.], 1979. p. 361.

DING, F.; LOPARO, K. A. Network reconfiguration analysis with the consideration of distributed generation. In: ENERGYTECH IEEE, 1., 2013, Cleveland. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE. 2013. p. 1-5.

DRIESEN, J.; KATIRAEI, F. Design for distributed energy resources. **Power and Energy Magazine, IEEE**, [S.l.], v. 6, n. 3, p. 30-40, 2008.

DWYER, A. Load to voltage dependency tests at B.C. Hydro. **Power Systems, IEEE Transactions on**, San Francisco, v. 10, n. 2, p. 709-715, 1995.

GARCIA, P. A. N. et al. Three-phase power flow calculations using the current injection method. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v. 15, n. 2, p. 508-514, May 2000.

HAFFNER, S. et al. Multistage Model for Distribution Expansion Planning With Distributed Generation; Part I: Problem Formulation. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, [S.l.] v. 23, n. 2, p. 915-923, 2008a.

HAFFNER, S. et al. Modelo aproximado para representação de redes de distribuição de energia elétrica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 2008, Juiz de Fora, MG. **Proceedings...** [S.l.:s.n.], 2008b. p. 1-8.

HAFFNER, S. et al. Alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia visando eliminar violações de tensão. **Sba: Controle & Automação**, Campinas, v. 20, n. 4, p. 546- 563, 2009.

HAJAGOS, L. M.; DANAI, B. Laboratory measurements and models of modern loads and their effect on voltage stability studies. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v. 13, n. 2, p. 584-592, May 1998.

HAQUE, M. H. Load flow solution of distribution systems with voltage dependent load models. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v. 36, n. 3, p. 151–156, 1996.

HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; LEE, K. Y. Determining PV Penetration for Distribution Systems. **Power Systems, IEEE Transactions**, [S.l.], v. 29, n. 6, p. 3048-3057, Nov 2014.

HUSSEIN, D. N.; EL-SYED, M.; ATTIA, H. A. Modeling and simulation of distributed generation (DG) for distribution systems load flow analysis. In: POWER SYSTEMS CONFERENCE MEPCON, 9. 2006, El-Minia. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2006. p. 285 - 291.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Load representation for dynamic performance analysis of power systems. **Power Systems, IEEE Transactions on**, New York, v. 8, n. 2, p. 472-482, 1993.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Standard load models for power flow and dynamic performance simulation. **Power Systems, IEEE Transactions on**, San Francisco, v. 10 n. 3, p. 1302-1313, 1995.

JABR, R. A. Radial distribution load flow using conic programming. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v. 21, n. 3, p. 1458-1459, 2006.

KEANE, A.; O'MALLEY, M. Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v. 20, n. 3, p. 1640-1646, Aug 2005.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. Boca Raton: CRC Press LLC, 2001. 314 p.

KWOK WA, L. **Aggregation of voltage and frequency dependent electrical loads**. 1999. 186 f. Thesis (Doctorate) – University of British Columbia. Department of Electrical and Computer Engineering, Vancouver, 1999.

LEANDO RAMOS, A. Comparisons between the three-phase current injection method and the forward/backward sweep method. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l.], v. 32, n. 7, p. 825-833, 2010.

- LEE WILLIS, H. **Distributed Power Generation: Planning and Evaluation**. New York: CRC Press, 2000.
- LUZ ALVES, M. **Módulo de Alocação Otimizada de Reguladores de Tensão e Bancos de Capacitores em Alimentadores de Distriuição**. 2005. 119 f. Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Porto Alegre. 2005.
- MANTOVANI, J. R.; CASARI, F.; ROMERO, R. A. Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão. **SBA Controle & Automação**, Campinas, v. 11, n. 2, p. 150-159, 2000.
- MARTI, J. R.; AHMADI, H.; BASHUALDO, L. Linear Power-Flow Formulation Based on a Voltage-Dependent Load Model. **Power Delivery, IEEE Transactions**, [S.l.], v. 28, n. 3, p. 1682 - 1690, 2013.
- MICHELS, L. et al. Análise e modelagem de cargas típicas de redes de distribuição de energia elétrica. In: LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION, CLAGTEE, 8., 2009, Ubatuba. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 2009. p. 1-9.
- MILANOVIC, J. V. et al. International Industry Practice on Power System Load Modeling. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v. 28, n.3, p. 3038 - 3046, 2013.
- MONTICELLI, A.; GARCIA, A. **Introdução a Sistemas de Energia Elétrica**. Campinas: UNICAMP, 2003. 261 p.
- MONTOYA, D. P.; RAMIREZ, J. M.; ZULUAGA, J. R. Multi-objective optimization for reconfiguration and capacitor allocation in distribution systems. In: NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM (NAPS), 2014, Pullam, WA. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 2014. p. 1-6.
- MURTY, V. V. S. N.; TEJA, B. R.; KUMAR, A. **A contribution to load flow in radial distribution system and comparison of different load flow methods**. In: POWER SIGNALS CONTROL AND COMPUTATIONS INTERNATIONAL CONFERENCE ON (EPSCICON), 2014, Thrissur. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2014. p. 1-6.
- OHYAMA, T. et al. Voltage Dependence Of Composite Loads In Power Systems. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, New York, v. PAS-104, n. 11, p. 3064 - 3073, 1985.
- PENIDO, D. R. R. et al. Three-Phase Power Flow Based on Four-Conductor Current Injection Method for Unbalanced Distribution Networks. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v. 23, n. 2, p. 494-503, 2008.
- PEPONIS, G. J.; PAPADOPOULOS, M. P.; HATZIARGYRIOU, N. D. Distribution network reconfiguration to minimize resistive line losses. **Power Delivery, IEEE Transactions**, [S.l.], v. 10, n. 3, p. 1338-1342, Jul 1995.

- RAHMANI-ANDEBILI, M. Effect of load models on optimal capacitor allocation in distribution network. In: ELECTRICAL POWER DISTRIBUTION NETWORKS CONFERENCE (EPDC), 17., 2012, Tehran. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2012. p. 1-4.
- RAMADAN, H. A. et al. A fuzzy-based approach for optimal allocation and sizing of capacitor banks. **Electric Power Systems Research**, [S.l.] v. 106, p. 332-240, Jan 2014.
- RANADE, S. J.; SAGI, D. R.; ADAPA, R. Load Understanding and Model Development. TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXHIBITION,1., 2006, Dallas. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2006. p. 1315-1319.
- RESENER, M.; HAFFNER, S.; PEREIRA, L. A. Representação Aproximada de Sistemas de Distribuição em Problemas de Otimização. In: LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION ANS TRANSMISSION, 10., 2013, Viña del Mar. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 2013. p 1-8.
- RUEDA-MEDINA, A. C. et al. A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v. 97, p. 133–143, Apr 2013.
- SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **Power Systems, IEEE Transactions**, Montreal, v. 3, n. 2, p. 753 - 762, 1988.
- SINGH, R. K.; GOSWAMI, S. K. Optimal siting and sizing of distributed generations in radial and networked systems considering different voltage dependent static load models. In: POWER AND ENERGY CONFERENCE PECON, 2., 2008, Johor Bahru. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2008. p. 1535 - 1540.
- TENG, J. H. A direct approach for distribution system load flow solutions. **Power Delivery, IEEE Transactions**, [S.l.], v. 18, n. 3, p. 882-887, 2003.
- TENG, J.-H.; CHANG, C.-Y. A novel and fast three-phase load flow for unbalanced radial distribution systems. **Power Systems, IEEE Transactions**, [S.l.], v. 17, n.4, p. 1238 - 1244, 2002.
- ULAS, E.; HAKAN, M. A new power flow method for radial distribution systems including voltage dependent load models. **Power Systems, IEEE Transactions**, [S.l.], v. 76, n. 1-3, p. 106-114, Sept 2005.
- VAN CUTSEM, T.; VOURNAS, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. 2. ed. New York: Springer, 2007.
- VARASCHIN GASPERIN, L. **Alocação Ótima de Banco de Capacitores em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Modelos Simplificados**. 2008. 161 f. Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Porto Alegre, 2008.

VARGAS RIOS, L. M. **Local voltage stability assessment for variable load characteristics**. 2009. 98 f. Thesis (Doctorate) – Univ. British Columbia. Electrical and Computer Engineering, Vancouver, 2010.

VENKATESH, B.; DUKPA, A.; CHANG, L. An accurate voltage solution method for radial distribution systems. **Electrical and Computer Engineering, Canadian Journal**, Montreal, v. 34, n. 1/2, p. 69-74, 2009.

VILLALBA, S. A.; BEL, C. A. Hybrid demand model for load estimation and short term load forecasting in distribution electric systems. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, [S.l.], v. 15, n. 2, p. 764 - 769, 2000.

WANG, H.; SCHULZ, N. N. A load modeling algorithm for distribution system state estimation. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 1., 2001, Atlanta . **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2001. p. 102 - 105.

WANG, K.; HUANG, H.; ZANG, C. Research on Time-Sharing ZIP Load Modeling Based on Linear BP Network. In: INTELLIGENT HUMAN-MACHINE SYSTEMS AND CYBERNETICS INTERNATIONAL CONFERENCE (IHMSC), 5., 2013, Hangzhou. **Proceedings...** [S.l: n.l], 2013. p. 37- 41.

ZHANG, F.; CHENG, C. A modified Newton method for radial distribution system power flow analysis. **Power Systems, IEEE Transactions**, Baltimore, v. 12, n. 1, p. 389-397, 1997.

ANEXO 1:

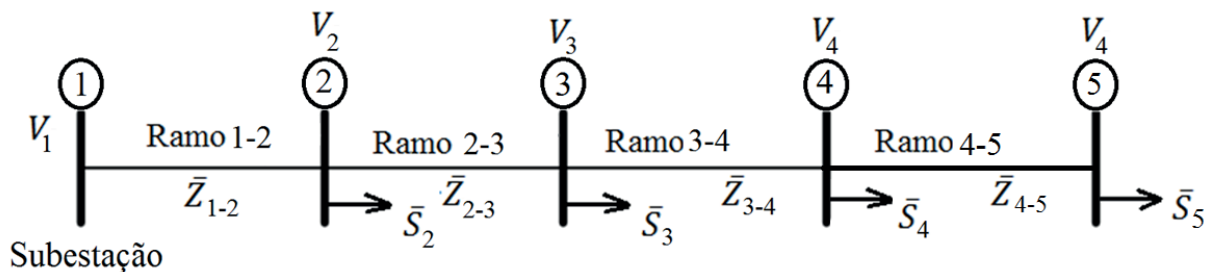
Aproximação da queda de tensão

ANEXO 1: APROXIMAÇÃO DA QUEDA DA TENSÃO

APRESENTAÇÃO

Para justificar a aproximação do valor das quedas de tensão nas redes de distribuição por apenas sua parte real, foi realizado um teste empregando um algoritmo de varredura. Para tanto é utilizado um sistema teste de 5 barras e 4 ramos, conforme a Figura 22. Este sistema foi adaptado de HAFFNER, PEREIRA *et al.* (2008b) o qual mostra os valores dos condutores reais de um sistema de distribuição de 23 barras. A distância entre cada uma das barras foi estipulada em 3 km. O sistema teste tem uma tensão nominal de 13,8 kV, uma potência base de 1 MVA e carga total de 5 MVA, com fator de potência de 0,85, sendo esta dividida igualmente entre as barras 2 a 5. Os valores das impedâncias em pu são mostrados na Tabela 16, junto com os cabos utilizados em cada ramo e sua capacidade máxima de corrente.

Figura 22 Sistema de distribuição de 5 barras.



Fonte: Autor

Tabela 16. Dados Sistema de 5 Barras .

Barra de	Barra para	R (pu)	X (pu)	Cabo	Ampacidade (A)
1	2	0,65	1,41	336,4 CA	510
2	3	1,65	1,47	2/0 CA	260
3	4	2,67	1,60	1 CA	209
4	5	2,67	1,60	1 CA	209

Fonte: Haffner, Pereira, *et al.* (2008b)

Os resultados obtidos para as tensões em cada barra se mostram na Tabela 17. Neste caso, pode-se observar que a tensão mínima nas barras corresponde a um valor de 0,86 com

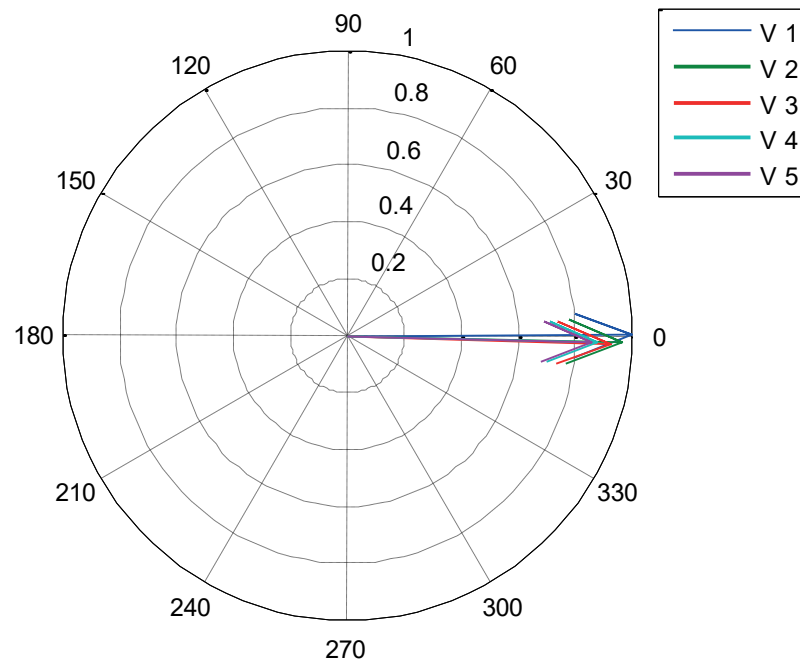
um ângulo de $-1,7\%$, na barra 5. Pode-se observar, na mesma tabela e na Figura 23, que os ângulos de fase das tensões nodais são pequenos

Tabela 17. Sistema 5 Barras – Valores das tensões nas barras.

Barra	$ V_i $ (pu)	$\angle V_i(^{\circ})$
1	1,00	0,0
2	0,97	-1,3
3	0,92	-1,7
4	0,88	-1,7
5	0,86	-1,7

Fonte: Autor

Figura 23 Sistema de 5 Barras – Tensões nas Barras (pu).



Fonte: Autor

Finalmente, a Tabela 18 mostra os valores das magnitudes e ângulos das quedas de tensão calculadas em cada ramo, junto com sua representação retangular. Neste caso, é possível ver que conforme a barra se afasta da subestação, a magnitude da sua tensão tende a diminuir. Também, pode-se observar que após o primeiro ramo, os valores da parte imaginária da queda da tensão são muito menores que as partes reais e, inclusive, passam a apresentar valores tanto positivos quanto negativos, dependendo mais da relação entre a resistência e a reatância do ramo do que do sentido do fluxo de potência ativa (como ocorre

nas redes de alta tensão). Desta forma, a parcela imaginária e o respectivo ângulo de fase da tensão passam a assumir uma importância muito pequena, sendo os fluxos de potência ativa e reativa mais fortemente relacionados com a diferença na magnitude da tensão. Desta forma, é possível aproximar o valor das quedas de tensão por apenas a diferença de suas magnitudes como mostra a Tabela 18. Cabe ressaltar que as características do primeiro ramo estão mais relacionadas a sistemas de transmissão por apresentar uma pequena relação R/X, mostrando assim uma parte imaginária comparável com a real na queda de tensão. Assim esta aproximação considerando só a parte real das quedas de tensão, pode ser adequada para à análise em redes de distribuição.

Tabela 18. Sistema 5 Barras – Valores das queda de tensão.

Barra de	Barra para	ΔV_{ij} (pu)	$ \Delta V_{ij} $ (pu)	$\angle \Delta V_{ij}$ (°)
1	2	$0,0349 - 0,021j$	0,0411	-31,7
2	3	$0,0436 - 0,006j$	0,0440	-8,24
3	4	$0,0413 + 0,002j$	0,0413	2,53
4	5	$0,0207 + 0,001j$	0,0207	2,52

Fonte: Autor

ANEXO 2:

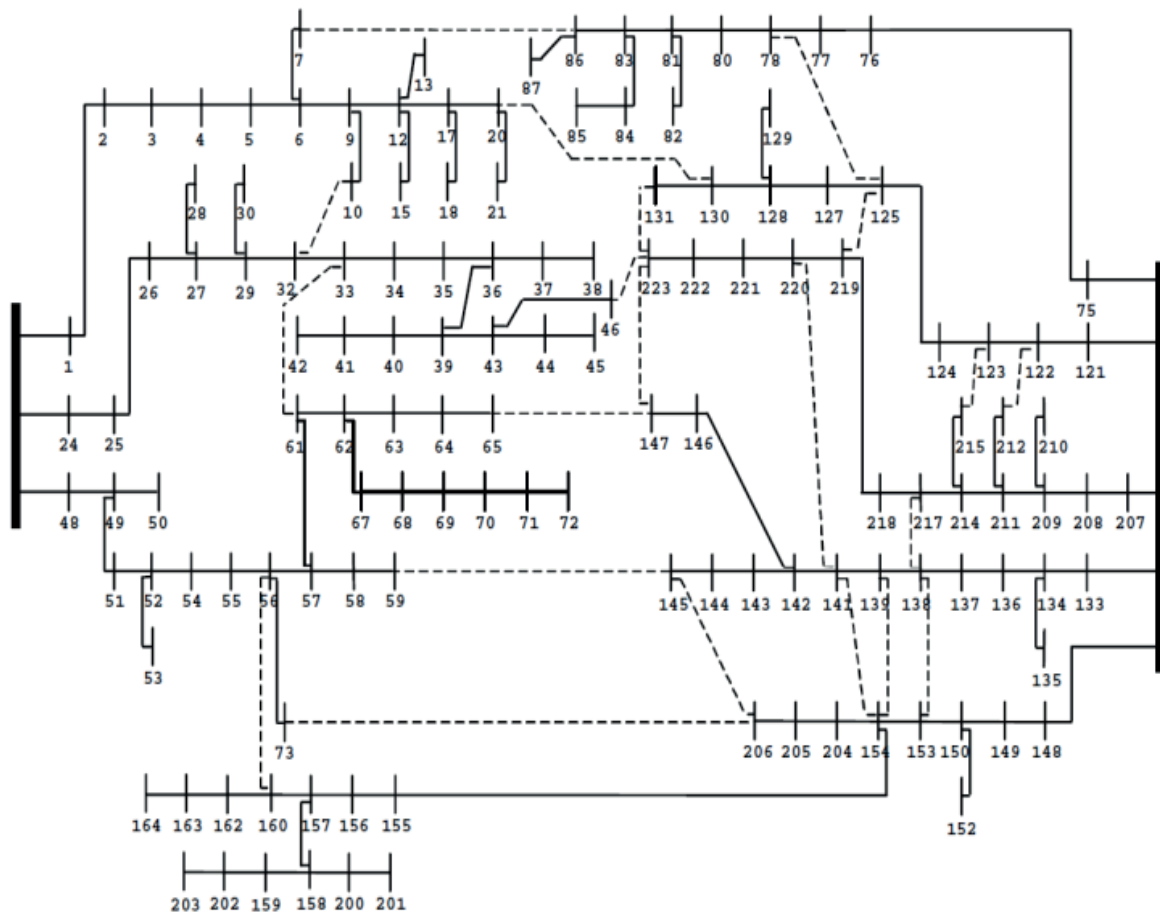
Dados do sistema teste de 135 barras

ANEXO 2: DADOS DO SISTEMA TESTE DE 135 BARRAS

APRESENTAÇÃO

Neste anexo, mostra-se o diagrama unifilar do sistema base de 135 barras, disponível também em (MANTOVANI, CASARI e ROMERO, 2000). Este sistema é um sistema real baseado num estudo de reconfiguração de chaves nos sistemas de distribuição, os dados estão disponíveis na Figura 24 e nas Tabelas 19 a 22.

Figura 24 Sistema de 135 Barras.



Fonte: Mantovani, Casari e Romero (2000)

Tabela 19. Dados Sistema 135 Barras – A11 e A12.

No	Nof	Noi	R (Ohm)	X (Ohm)	P (kW)	Q (kvar)
A11	0,00	1,00	0,33	0,77	0,00	0,00
	1,00	2,00	0,00	0,00	47,78	19,01
	2,00	3,00	0,22	0,52	42,55	16,93
	3,00	4,00	0,10	0,23	87,02	34,62
	4,00	5,00	0,16	0,36	311,31	123,86
	5,00	6,00	0,16	0,38	148,87	59,23
	6,00	7,00	0,11	0,26	238,67	94,96
	6,00	9,00	0,06	0,06	62,30	24,79
	9,00	10,00	0,52	0,27	124,60	49,57
	9,00	12,00	0,11	0,11	140,18	55,77
	12,00	13,00	0,40	0,21	116,81	46,47
	12,00	15,00	0,92	0,32	249,20	99,15
	12,00	17,00	0,12	0,12	291,45	115,95
	17,00	18,00	0,50	0,26	303,72	120,84
	17,00	20,00	0,06	0,06	215,40	85,70
	20,00	21,00	0,29	0,16	198,59	79,01
Total					2578,44	1025,83
A12	0,00	24,00	0,33	0,77	0,00	0,00
	24,00	25,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	25,00	26,00	0,22	0,52	0,00	0,00
	26,00	27,00	0,11	0,25	30,13	14,73
	27,00	28,00	0,71	0,37	230,97	112,92
	27,00	29,00	0,18	0,42	60,26	29,46
	29,00	30,00	0,30	0,16	230,97	112,92
	29,00	32,00	0,02	0,06	120,51	58,92
	32,00	33,00	0,05	0,10	0,00	0,00
	33,00	34,00	0,02	0,04	56,98	27,86
	34,00	35,00	0,12	0,12	364,67	178,28
	35,00	36,00	0,02	0,02	0,00	0,00
	36,00	37,00	0,19	0,10	124,65	60,94
	37,00	38,00	0,40	0,21	56,98	27,86
	36,00	39,00	0,06	0,06	0,00	0,00
	39,00	40,00	0,10	0,05	85,47	41,79
	40,00	41,00	0,42	0,22	0,00	0,00
	41,00	42,00	0,11	0,06	396,74	193,96
39,00	43,00	0,08	0,08	0,00	0,00	
43,00	44,00	0,37	0,19	181,15	88,56	
44,00	45,00	0,27	0,14	242,17	118,40	
43,00	46,00	0,06	0,06	75,32	36,82	
Total					2256,96	1103,40

Fonte: Mantovani, Casari e Romero (2000)

Tabela 20. Dados Sistema 135 Barras – A13 e A14.

No	Nof	Noi	R (Ohm)	X (Ohm)	P (kW)	Q (kvar)
A13	0,00	48,00	0,33	0,77	0,00	0,00
	48,00	49,00	0,12	0,27	1,25	0,53
	49,00	50,00	2,96	1,02	6,27	2,66
	49,00	51,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	51,00	52,00	0,07	0,16	117,88	49,97
	52,00	53,00	0,82	0,43	62,67	26,57
	52,00	54,00	0,06	0,15	172,29	73,03
	54,00	55,00	0,13	0,30	458,56	194,39
	55,00	56,00	0,06	0,14	262,96	111,47
	56,00	57,00	0,11	0,26	235,76	99,94
	57,00	58,00	0,28	0,28	0,00	0,00
	58,00	59,00	0,28	0,28	109,22	46,30
	57,00	61,00	0,05	0,10	0,00	0,00
	61,00	62,00	0,03	0,06	72,81	30,87
	62,00	63,00	0,06	0,14	258,47	109,57
	63,00	64,00	0,03	0,07	69,17	29,32
	64,00	65,00	0,02	0,05	21,84	9,26
	62,00	67,00	0,11	0,25	0,00	0,00
	67,00	68,00	0,26	0,14	20,53	8,70
	68,00	69,00	0,42	0,22	150,55	63,82
69,00	70,00	0,50	0,26	220,69	93,55	
70,00	71,00	0,33	0,17	92,38	39,16	
71,00	72,00	0,21	0,11	0,00	0,00	
56,00	73,00	0,14	0,32	226,69	96,10	
Total					2559,99	1085,21
A14	0,00	75,00	0,01	0,02	0,00	0,00
	75,00	76,00	0,27	0,62	294,02	116,97
	76,00	77,00	0,38	0,88	83,02	33,03
	77,00	78,00	0,33	0,76	83,02	33,03
	78,00	80,00	0,33	0,76	103,77	41,29
	80,00	81,00	0,17	0,39	176,41	70,18
	81,00	82,00	0,56	0,29	83,02	33,03
	81,00	83,00	0,06	0,13	217,92	86,70
	83,00	84,00	0,70	0,37	23,29	9,27
	84,00	85,00	1,02	0,54	5,08	2,02
83,00	86,00	0,07	0,16	72,64	28,90	
86,00	87,00	1,32	0,45	405,99	161,52	
Total					1548,15	615,93

Fonte: Mantovani, Casari e Romero (2000)

Tabela 21. Dados Sistema 135 Barras – A15 e A16.

No	Nof	Noi	R (Ohm)	X (Ohm)	P (kW)	Q (kvar)
A15	0,00	121,00	0,01	0,03	0,00	0,00
	121,00	122,00	0,73	1,69	100,18	42,47
	122,00	123,00	0,23	0,52	142,52	60,42
	123,00	124,00	0,21	0,48	96,04	40,71
	124,00	125,00	0,05	0,11	300,45	127,37
	125,00	127,00	0,62	0,62	141,24	59,87
	127,00	128,00	0,34	0,34	279,85	118,63
	128,00	129,00	0,57	0,30	87,31	37,01
	128,00	130,00	0,11	0,11	243,85	103,37
	130,00	131,00	0,57	0,30	247,75	105,03
Total					1639,20	694,88
A16	0,00	133,00	0,01	0,03	0,00	0,00
	133,00	134,00	0,42	0,97	89,88	38,10
	134,00	135,00	0,11	0,14	1137,28	482,11
	134,00	136,00	0,44	1,01	458,34	194,30
	136,00	137,00	0,08	0,03	385,20	163,29
	137,00	138,00	0,08	0,18	0,00	0,00
	138,00	139,00	0,33	0,77	79,61	33,75
	139,00	141,00	0,08	0,20	87,31	37,01
	141,00	142,00	0,13	0,31	0,00	0,00
	142,00	143,00	0,29	0,29	74,00	31,37
	143,00	144,00	0,22	0,22	232,05	98,37
	144,00	145,00	0,27	0,26	141,82	60,12
	142,00	146,00	0,10	0,24	0,00	0,00
146,00	147,00	0,14	0,31	76,45	32,41	
Total					2761,93	1170,82

Fonte: Mantovani, Casari e Romero, (2000).

Tabela 22. Dados Sistema 135 Barras – A17 e A18.

No	Nof	Noi	R (Ohm)	X (Ohm)	P (kW)	Q (kvar)
A17	0,00	148,00	0,01	0,02	0,00	0,00
	148,00	149,00	0,17	0,39	51,32	21,76
	149,00	150,00	0,12	0,27	59,87	25,38
	150,00	152,00	2,29	0,78	9,07	3,84
	150,00	153,00	0,46	1,05	2,09	0,89
	153,00	154,00	0,70	1,61	16,74	7,09
	154,00	155,00	0,46	1,06	1506,52	638,63
	155,00	156,00	0,20	0,26	313,02	132,69
	156,00	157,00	0,21	0,28	79,83	33,84
	157,00	158,00	0,55	0,29	51,32	21,76
	158,00	159,00	0,54	0,28	0,00	0,00
	157,00	160,00	0,05	0,06	202,44	85,82
	160,00	162,00	0,47	0,25	60,82	25,78
	162,00	163,00	0,86	0,45	45,62	19,34
	163,00	164,00	0,57	0,30	0,00	0,00
	158,00	200,00	0,78	0,41	157,07	66,58
	200,00	201,00	1,08	0,57	0,00	0,00
	159,00	202,00	1,10	0,58	250,15	106,04
	202,00	203,00	0,47	0,25	0,00	0,00
	154,00	204,00	0,32	0,75	69,81	29,59
204,00	205,00	0,15	0,34	32,07	13,60	
205,00	206,00	0,12	0,29	61,08	25,89	
Total					2968,85	1258,53
A18	0,00	207,00	0,01	0,03	0,00	0,00
	207,00	208,00	0,65	1,50	94,62	46,26
	208,00	209,00	0,05	0,10	49,86	24,38
	209,00	210,00	0,53	0,18	123,16	60,21
	209,00	211,00	0,02	0,05	78,35	38,30
	211,00	212,00	0,53	0,28	145,48	71,12
	211,00	214,00	0,10	0,23	21,37	10,45
	214,00	215,00	0,12	0,27	74,79	36,56
	214,00	217,00	0,14	0,32	227,93	111,43
	217,00	218,00	0,04	0,10	35,61	17,41
	218,00	219,00	0,09	0,21	249,30	121,88
	219,00	220,00	0,16	0,37	316,72	154,84
	220,00	221,00	0,38	0,38	333,82	163,20
221,00	222,00	0,40	0,40	249,30	121,88	
222,00	223,00	0,29	0,29	0,00	0,00	
Total					2000,30	977,92

Fonte: Mantovani, Casari e Romero, (2000).

ANEXO 3:

Testes do Sistema de 70 Barras com Variação da Carga

ANEXO 3: TESTE DO SISTEMA DE 70 BARRAS COM VARIAÇÃO DA CARGA

APRESENTAÇÃO

Neste anexo, comparam-se os resultados obtidos do modelo proposto com o fluxo de carga convencional para o sistema de 70 barras, considerando a variação diária da carga. Para este fim são empregados 3 níveis de carregamento por dia: pesado (100% da nominal), durante 6 horas, médio (70% da nominal) durante 10 horas e leve (30% da nominal) durante 8 horas (VARASCHIN GASPERIN, 2008). Os testes consideram as perturbações indicadas nas Seções 5.1 e 5.2. Deve-se destacar que para cada condição de carregamento, foi calculado o fator de ajuste K , pois os valores das tensões são diferentes para cada caso base.

A Tabela 23 mostra os valores dos índices de diferença das tensões e correntes, obtidas no fluxo de carga e no modelo aproximado proposto para o sistema operando com 100% da carga.

Tabela 23. Sistema 70 – Carregamento 100% da Nominal – Diferenças FC versus MA.

Tipo de índice	$V_{ref} = 0,8$ (pu)	$V_{ref} = 0,9$ (pu)	$V_{ref} = 1,0$ (pu)	$V_{ref} = 1,1$ (pu)	$V_{ref} = 1,2$ (pu)
V_{min} no FC (pu)	0,712	0,815	0,916	1,017	1,116
V_{min} no MA (pu)	0,716	0,816	0,916	1,016	1,116
Diferenças das tensões ε_{mV} (%)	0,148	0,040	—	0,004	0,013
Diferenças das correntes					
ε_{mfRe} (%)	4,229	1,661	0,634	0,668	1,573
ε_{mfIm} (%)	2,400	0,506	0,957	1,034	1,030

Fonte: Autor

Da Tabela 23, pode-se observar:

- baixo valor nos índices de diferença das tensões para as perturbações mostradas, sendo menores que 0,148 %;
- baixo valor nos índices de diferença das correntes para as perturbações mostradas, sendo menores a 4,229 % e 2,4%, para as parcelas real e imaginária, respectivamente;

- Similaridade nas tensões mínimas resultantes para o fluxo de carga e para o modelo proposto. Estes valores estão em torno de 0,712 a 1,116 no fluxo de carga convencional, e de 0,716 a 1,116 no modelo aproximado, para as perturbações indicadas. Salientar que os valores obtidos para a tensão da referência de 0,8 pu são não recomendáveis para operação normal dos sistemas de distribuição dado que apresentam quedas significativas de tensão, fato que acontece também para os outros níveis de carregamento.

A Tabela 24 mostra os valores dos índices de diferença das tensões e correntes, obtidas no fluxo de carga e no modelo aproximado proposto para o sistema operando com 70% de nível de carregamento.

Tabela 24. Sistema 70 – Carregamento 70% da Nominal – Diferenças FC versus MA.

Tipo de índice	$V_{ref} = 0,8$ (pu)	$V_{ref} = 0,9$ (pu)	$V_{ref} = 1,0$ (pu)	$V_{ref} = 1,1$ (pu)	$V_{ref} = 1,2$ (pu)
V_{min} no FC (pu)	0,712	0,815	0,917	1,017	1,116
V_{min} no MA (pu)	0,717	0,817	0,917	1,017	1,117
Diferenças das tensões ε_{mV} (%)	0,147	0,040	–	0,004	0,013
Diferenças das correntes ε_{mfRe} (%)	4,246	1,035	0,635	0,670	1,575
ε_{mfRe} (%)	2,393	0,509	0,959	1,035	1,031

Fonte: Autor

Da Tabela 24, pode-se observar:

- baixo valor nos índices de diferença das tensões para as perturbações mostradas, sendo menores a 0,147 %. Valores similares aos obtidos para o nível de carregamento pesado, apresentando uma aproximação boa;

- valor do índice para a parte real da corrente maior ao obtido para o nível de carregamento pesado sendo de 4,246%.

- Similaridade nas tensões mínimas resultantes para o fluxo de carga e para o modelo proposto. Estes valores estão em torno de 0,712 a 1,116 no fluxo de carga convencional e de 0,717 a 1,117 no modelo aproximado para as perturbações indicadas.

A Tabela 25 mostra os valores dos índices de diferença das tensões e correntes, obtidas no fluxo de carga e no modelo aproximado proposto para o sistema operando com 30% de nível de carregamento.

Tabela 25. Sistema 70 – Carregamento 30% da Nominal – Diferenças FC versus MA.

Tipo de índice	$V_{ref} = 0,8$ (pu)	$V_{ref} = 0,9$ (pu)	$V_{ref} = 1,0$ (pu)	$V_{ref} = 1,1$ (pu)	$V_{ref} = 1,2$ (pu)
V_{min} no FC (pu)	0,713	0,816	0,917	1,017	1,117
V_{min} no MA (pu)	0,717	0,817	0,917	1,017	1,117
Diferenças das tensões ε_{mV} (%)	0,145	0,040	–	0,004	0,013
Diferenças das correntes					
ε_{mfRe} (%)	6,901	1,654	0,631	0,668	-1,355
ε_{mfIm} (%)	4,237	0,509	0,956	1,031	1,575

Fonte: Autor

Da Tabela 25, pode-se observar:

- baixo valor nos índices de diferença das tensões para as perturbações mostradas, sendo menores a 0,145 %. Redução do valor do índice em comparação com os níveis de carga de 100% e 70%;
- baixo valor nos índices de diferença das correntes para as perturbações mostradas, sendo menores a 6,901 % e 4,237%, para as parcelas real e imaginária, respectivamente;
- valor do índice para a parte real da corrente maior ao obtido para os níveis de carregamento de 100% e 70%;
- valor do índice para a parte imaginária da corrente menor ao obtido para os níveis de carregamento de 100% e 70%;
- Similaridade nas tensões mínimas resultantes para o fluxo de carga e para o modelo proposto. Estes valores estão em torno de 0,713 a 1,117 no fluxo de carga convencional, e de 0,717 a 1,117 no modelo aproximado, para as perturbações indicadas.

Finalmente as tabelas 26, 27 e 28 mostram os valores obtidos das perdas totais para cada nível de carregamento (NC). Nestas tabelas, também são apresentadas as perdas totais

anuais de energia, considerando tempos de 2190 horas, 3650 horas e 2920 horas para os níveis de carregamento pesado, médio e leve, respectivamente.

Tabela 26. Sistema 70 – Carregamento 100% da Nominal – Perdas totais obtidas.

	$V_{ref} = 0,8$ (pu)		$V_{ref} = 0,9$ (pu)		$V_{ref} = 1$ (pu)		$V_{ref} = 1,1$ (pu)		$V_{ref} = 1,2$ (pu)	
	FC	MA	FC	FC	MA	MA	FC	MA	FC	MA
Perdas (kW)	0,212	0,197	0,198	0,197	0,193	0,197	0,192	0,197	0,194	0,197
Perdas energia (kWh)	463,4	431,2	434,3	431,2	421,6	431,2	419,7	431,2	425,6	431,2
ε_p	6,940		0,723		-2,281		-2,746		-1,322	

Fonte: Autor

Tabela 27. Sistema 70 – Carregamento 70% do Nominal – Perdas totais obtidas.

	$V_{ref} = 0,8$ (pu)		$V_{ref} = 0,9$ (pu)		$V_{ref} = 1$ (pu)		$V_{ref} = 1,1$ (pu)		$V_{ref} = 1,2$ (pu)	
	FC	MA	FC	FC	MA	MA	FC	MA	FC	MA
Perdas (kW)	0,210	0,196	0,197	0,196	0,191	0,196	0,190	0,196	0,193	0,196
Perdas energia (kWh)	767,0	713,9	719,0	713,9	697,9	713,9	694,7	713,9	704,5	713,9
ε_p	6,923		0,706		-2,297		-2,761		-1,336	

Fonte: Autor

Tabela 28. Sistema 30 – Carregamento 30% da Nominal – Perdas totais obtidas.

	$V_{ref} = 0,8$ (pu)		$V_{ref} = 0,9$ (pu)		$V_{ref} = 1$ (pu)		$V_{ref} = 1,1$ (pu)		$V_{ref} = 1,2$ (pu)	
	FC	MA	FC	FC	MA	MA	FC	MA	FC	MA
Perdas (kW)	0,208	0,194	0,195	0,194	0,189	0,194	0,188	0,194	0,191	0,194
Perdas energia (kWh)	607,0	565,1	569,0	565,1	552,3	565,1	549,8	565,1	557,6	565,1
ε_p	6,901		0,686		-2,317		-2,780		-1,355	

Fonte: Autor

Das Tabelas 26, 27 e 28, pode-se observar:

- índices de diferenças de perdas pequenos para os valores da tensão da referência de 0,9 a 1,2 pu, sendo menores $-2,746$, $-2,761$ e $-2,780$, para os níveis de carregamento pesado, médio e leve respectivamente. Salienta-se que os valores dos índices obtidos para a tensão da referência de 0,8 pu em cada nível de carregamento não são recomendáveis para operação normal dos sistemas de distribuição dado que apresentam quedas significativas de tensão;

- valores iguais das perdas totais obtidas de energia e de potência para cada perturbação no modelo aproximado. Isto acontece dado que as perdas só dependem das correntes e o modelo considera que as correntes são sempre constantes;

- redução do valor do índice de diferença das perdas conforme diminui o nível de carregamento;

- as maiores perdas de energia foram obtidas para o nível de carregamento médio, levando em conta que o número de horas de operação é maior que nos outros casos;

- aproximação satisfatória dos resultados obtidos com o fluxo de carga tanto para as perdas de potência como de energia no modelo proposto.