



Universidade Federal de Minas Gerais
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Modelagem de Carga em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Josué Fernando Leal Granados

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. João Antônio de Vasconcelos

Belo Horizonte, 28 de fevereiro de 2018

G748m Granados, Josué Fernando Leal.
Modelagem de carga em sistemas de distribuição de energia elétrica
[recurso eletrônico] / Josué Fernando Leal Granados. – 2018.
1 recurso online (xx, 98 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: João Antônio de Vasconcelos.

Dissertação (mestrado) Universidade Federal de Minas Gerais,
Escola de Engenharia.

Anexos: f. 93-94.

Bibliografia: f. 95-98.
Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Algoritmos genéticos - Teses.
3. Energia elétrica - Distribuição - Teses. I. Vasconcelos, João Antônio de.
II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III.
Título.

CDU: 621.3(043)

"Modelagem de Carga em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica"

Josue Fernando Leal Granados

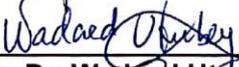
Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 28 de fevereiro de 2018.

Por:



Prof. Dr. João Antônio de Vasconcelos
DEE (UFMG) - Orientador



Profa. Dr. Wadaed Uturbey da Costa
DEE (UFMG)



Prof. Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa
Engenharia Elétrica (UFOP)

Dedicat3ria

Dedico este trabajo a dos personas que llegaron a mi vida, mi esposa Arlete y mi sobrino Daniel Alejandro.

Agradecimientos

Gracias a Dios por traerme hasta aquí y por rodearme de excelentes personas.

Gracias al profesor João Antônio de Vasconcelos, usted es un líder nato.

Gracias a mi amorcito (Arlete), mi regalo de Dios para toda la vida.

Gracias a mis suegros por abrirme las puertas de su casa.

Gracias a toda mi familia en Colombia. A mi Papá por ser ejemplo de entrega por lo que se ama. Ale, mi primera profesora, hermana, compañera y confidente, siempre vamos a continuar adelante. Mamá, Zharick, Angélica, Felipe y tía Judith, mil gracias por apoyarme en cada paso de mi vida.

Gracias al programa de postgrado y fundación FAPEMIG, el apoyo financiero fue primordial.

Mi sobrino bonito, una motivación más.

Gracias a todo el equipo del LCE, son unos duros. Mateus, una persona brillante y apoyo fundamental para desarrollar este trabajo. Marcos, una persona muy educada. Mis compadres Arthur, Bruno y Wallace, ustedes realmente son mi familia en Brasil, de cada uno aprendí diferentes cosas que fueron trascendentales para adaptarme en Brasil. Tengo una deuda eterna con ustedes.

Sumário

Resumo	ix
Abstract	xi
Lista de Figuras	xvi
Lista de Tabelas	xvii
Lista de Símbolos	xix
1 Introdução	1
1.1 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE)	1
1.2 Motivação	3
1.3 Contexto do Trabalho	4
1.4 Objetivos	4
1.5 Contribuições do trabalho	5
1.6 Organização do Texto	5
2 Aspectos da Modelagem de Carga	7
2.1 Abordagens de Modelos de Carga em SDEE	7
2.1.1 Abordagem Baseada em Medições Diretas	7
2.1.2 Abordagem Baseada em Componentes	8
2.2 Modelos de Carga Estático e Dinâmico em SDEE	8
2.2.1 Modelo de Carga Estático	9
2.2.2 Modelo de Carga Dinâmico	9
2.3 O Modelo de Carga ZIP	9
2.4 Impacto do Modelo de Carga ZIP no Cálculo de Perdas Técnicas	11
2.5 Revisão Bibliográfica	14
2.6 Conclusão	17
3 Metodologia: Modelagem Estática de Carga Mediante Abordagem Híbrida	19
3.1 Descrição Geral da Metodologia	19
3.2 Informações Requeridas	21
3.2.1 Coeficientes de Impedância, Corrente e Potência Constante do Componente	21

3.2.2	Potência Ativa do Componente	21
3.2.3	Fator de Potência do Componente.	23
3.3	Modelo ZIP Equivalente da Unidade Consumidora	23
3.4	Modelo ZIP Equivalente do Barramento	28
3.5	Aplicação da metodologia de modelagem	30
3.6	O software OpenDSS	32
3.7	Conclusão	36
4	Metodologia: Otimização	37
4.1	Descrição Geral da Metodologia	37
4.2	Introdução aos Algoritmos Genéticos	38
4.3	Algoritmo Genético Proposto para o Problema da Modelagem de Cargas	40
4.3.1	Modelos de Carga de Referência	41
4.3.2	Representação dos Indivíduos	42
4.3.3	Avaliação do Indivíduo	42
4.4	Seleção e Reprodução	44
4.5	Conclusão	46
5	Resultados: Sistemas de Distribuição de Energia	47
5.1	Sistema IEEE 33-Barras	48
5.1.1	Carregamento: 25% residencial e 75% comercial	48
5.1.2	Carregamento: 50% residencial e 50% comercial	50
5.1.3	Carregamento: 75% residencial e 25% comercial	51
5.2	Sistema Brasileiro 136-Barras	55
5.2.1	Carregamento: 25% residencial e 75% comercial	55
5.2.2	Carregamento: 50% residencial e 50% comercial	57
5.2.3	Carregamento: 75% residencial e 25% comercial	58
5.3	Sistema IEEE 8500-Barras	62
5.3.1	Carregamento: Comercial	62
5.3.2	Carregamento: Residencial	65
5.3.3	Conclusão	68
6	Conclusões	71
	Apêndice	73
A	Dados dos Sistemas Utilizados para Testes	73
	Referências Bibliográficas	78

Resumo

O presente trabalho consiste na determinação de um modelo de carga que permita calcular corretamente as perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica do Brasil. Dessa maneira, a metodologia apresentada para o cálculo das perdas técnicas adotou as normas estabelecidas pelo órgão regulatório do setor elétrico brasileiro.

Atualmente, as concessionárias de energia brasileiras executam o cálculo das perdas técnicas conforme a regulamentação estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Na regulamentação é especificado um modelo de carga ZIP para a representação de todas as cargas do sistema. Assim, este trabalho tem dois objetivos principais: i) validar o cálculo das perdas técnicas conforme o modelo de carga ZIP especificado pela ANEEL e ii) avaliar um modelo de carga ZIP obtido após de um processo de otimização meta-heurístico.

Inicialmente, uma metodologia de modelagem de cargas é apresentada, o propósito dessa metodologia é obter modelos ZIP exatos de unidades residenciais e comerciais da região Sudeste do Brasil. Em seguida, são calculadas as perdas técnicas conforme os modelos obtidos da metodologia de modelagem, para isso usa-se o software *OpenDSS*, o qual executa o fluxo de potência e calcula as perdas técnicas exatas do sistema de distribuição. O procedimento descrito acima é usado para gerar uma função de *Benchmarking*, na qual se conhece a solução exata das perdas técnicas em função de modelos de carga ZIP conhecidos.

Em segundo lugar, é exposta uma metodologia de otimização para abordar o problema de modelagem de carga. A metodologia é baseada em um Algoritmo Genético (AG) que interage com o software *OpenDSS*. O problema de otimização é formulado como mono-objetivo restrito, que visa minimizar o erro quadrático do cálculo das perdas técnicas do sistema de distribuição.

Por fim, a metodologia desenvolvida é aplicada em três sistemas de distribuição de diferentes dimensões. Nos testes realizados são consideradas diferentes proporções de carregamento comercial e residencial. Os resultados indicam que a metodologia de otimização obtém modelos de carga que conseguem uma melhoria no cálculo das perdas técnicas comparado com o cálculo obtido pelo modelo de carga padrão, isto é, o modelo sugerido pelo órgão regulador.

Abstract

The present work consists in the determination of one load model that allows to calculate correctly of technical losses in electric energy distribution systems. The methodology presented for the calculation of technical losses adopted the standards established by the regulatory entity of the Brazilian electric sector.

Currently, Brazilian energy companies perform the calculation of technical losses based on an established regulation by the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL). In the regulation a model of load ZIP is specified for the representation of all the loads of the system. Thus, this work has two main objectives: i) validating of the calculation of technical losses accordance to the ZIP loading model specified by ANEEL and ii) evaluation of the ZIP load model obtained after a metaheuristic optimization process.

Initially, a methodology of load modeling is presented, the purpose of this methodology is to obtain accurate ZIP models of residential and commercial units of the Southeast region of Brazil. After that, the *OpenDSS* software is used to calculate the technical losses accordance to the models obtained from the modeling methodology, this software executes the power flow and calculates the exact technical losses of the distribution system. The procedure described above is used to generate a Benchmarking function, in which the exact solution of the technical losses accordance to known ZIP loading models is known.

Then, an optimization methodology is presented to tackle the problem of load modeling. The methodology is based on a Genetic Algorithm (AG) that interacts with software *OpenDSS*. The problem is formulated as a mono-objective optimization with restrictions, which aims at minimizing the error in the calculation of technical losses of the distribution system. This is possible using the Benchmarking function.

Finally, the optimization methodology is applied in three distribution systems of different dimensions. In the performed tests different proportions of commercial and residential loads are considered. The results indicate that the optimization methodology obtains load models that improve the calculation of technical losses compared to the calculation obtained by the standard load model.

Lista de Figuras

2.1	Circuito exemplo ($S_{base} = 3.3MVA$ e $V_{base} = 7.96Kv$).	11
2.2	Curvas características dos modelos de carga Z, I e P.	12
2.3	Perdas técnicas do circuito exemplo.	12
3.1	Estrutura da modelagem de carga baseada em componentes, adaptada de (Kundur, 1994).	20
3.2	Metodologia para a obtenção do modelo de carga ZIP de uma unidade consumidora.	21
3.3	Curva de carga residencial da região Sudeste, adaptada de (PROCEL, 2007).	22
3.4	Curva de carga média dos Supermercados, extraída do censo BH-2018.	22
3.5	Curva de carga média das Padarias, extraída do censo BH-2018.	23
3.6	Curva de carga média das Carpintarias, extraída do censo BH-2018.	23
3.7	Exemplo da modelagem de uma residência.	26
3.8	Circuito exemplo para a agregação de modelos ZIP ($S_{base} = 3.3MVA$ e $V_{base} = 7.96Kv$).	28
3.9	Agregação de modelos de carga (a) Potência ativa (b) Perdas técnicas.	28

3.10	Exemplo ilustrativo da modelagem de um barramento.	29
3.11	Estrutura do software <i>OpenDSS</i> . Retirada de (Dugan, 2016)	33
3.12	Iteração do <i>OpenDSS</i> . Retirada de (Dugan, 2016)	34
3.13	Modelo de corrente de compensação para elementos PC. Retirada de (Dugan, 2016)	34
3.14	Modificação do modelo de carga para manter a convergência do fluxo de potência. Adaptada de (Dugan, 2016)	35
4.1	Estrutura funcional da metodologia de otimização.	37
4.2	Fluxograma do Algoritmo Genético Clássico.	39
4.3	Fluxograma do algoritmo genético para o problema de modelagem de carga	40
4.4	População	42
4.5	Seleção pelo método <i>Torneio</i>	44
4.6	Cruzamento de indivíduos.	45
4.7	Características do AG (a) Penalidade (b) Polarização.	45
5.1	Sistema IEEE-33 com 25% CR e 75% CC. (a) Carga média (b) Fator de potência.	48
5.2	Perda Técnica média do sistema IEEE-33 com 25% CR e 75% CC.	49
5.3	Perfil de tensão do sistema IEEE-33 com 25% CR e 75% CC às 9 horas	49
5.4	Perfil de tensão do sistema IEEE-33 com 25% CR e 75% CC às 18 horas	49
5.5	Sistema IEEE-33 com 50% CR e 50% CC. (a) Carga média (b) Fator de potência.	50
5.6	Perda Técnica média do sistema IEEE-33 com 50% CR e 50% CC.	50

5.7	Perfil de tensão do sistema IEEE-33 com 50% CR e 50% CC às 4 horas. . .	51
5.8	Perfil de tensão do sistema IEEE-33 com 50% CR e 50% CC às 20 horas. .	51
5.9	Sistema IEEE-33 com 75% CR e 25% CC. (a) Carga média (b) Fator de potência.	51
5.10	Perda Técnica média do sistema IEEE-33 com 75% CR e 25% CC.	52
5.11	Perfil de tensão do sistema IEEE-33 com 75% CR e 25% CC às 20 horas do dia trinta e um.	52
5.12	Sistema Brasileiro-136 com 25% CR e 75% CC.(a) Carga média (b) Fator de potência.	55
5.13	Perda Técnica média do sistema Brasileiro-136 com 25% CR e 75% CC. .	56
5.14	Perfil de tensão do sistema Brasileiro-136 com 25% CR e 75% CC às 13 horas do sétimo dia.	56
5.15	Perfil de tensão do sistema Brasileiro-136 com 25% CR e 75% CC às 16 horas do sétimo dia.	56
5.16	Sistema Brasileiro-136 com 50% CR e 50% CC. (a) Carga média (b) Fator de potência.	57
5.17	Perda Técnica média do sistema Brasileiro-136 com 50% CR e 50% CC. .	57
5.18	Perfil de tensão do sistema Brasileiro-136 com 50% CR e 50% CC às 11 horas do dia vinte e um.	58
5.19	Perfil de tensão do sistema Brasileiro-136 com 50% CR e 50% CC às 19 horas do dia vinte e um.	58
5.20	Sistema Brasileiro-136 com 75% CR e 25% CC. (a) Carga média (b) Fator de potência.	59
5.21	Perda Técnica média do sistema Brasileiro-136 com 75% CR e 25% CC. .	59
5.22	Perfil de tensão do sistema Brasileiro-136 com 75% CR e 25% CC às 10 horas do décimo dia.	59

5.23	Controle aplicado nos bancos de capacitores.	62
5.24	Sistema IEEE-8500 com carregamento comercial. (a) Carga média (b) Fator de potência.	63
5.25	Perda Técnica média do sistema IEEE-8500 com carregamento comercial.	63
5.26	Perfil de tensão da Fase 1. Sistema 8500-barras com modelos de referência.	63
5.27	Perfil de tensão da Fase 1. Sistema 8500-barras com modelo otimizado. .	64
5.28	Perfil de tensão da Fase 1. Sistema 8500-barras com modelo ANEEL. . .	64
5.29	Erro percentual do perfil de tensão da Fase 1.	64
5.30	Sistema IEEE-8500 com carregamento residencial.(a) Carga média (b) Fator de potência.	65
5.31	Perda Técnica média do sistema IEEE-8500 com carregamento residencial.	65
5.32	Perfil de tensão da Fase 2. Sistema 8500-barras com modelo referência .	66
5.33	Perfil de tensão da Fase 2. Sistema 8500-barras com modelo otimizado. .	66
5.34	Perfil de tensão da Fase 2. Sistema 8500-barras com modelo ANEEL. . .	66
5.35	Erro percentual do perfil de tensão da Fase 2.	67

Lista de Tabelas

3.1	Modelos ZIPs do circuito exemplo 3.8.	27
3.2	Classificação dos níveis de tensão para sistemas de distribuição primários.	30
5.1	Função objetivo para o sistema IEEE-33 para $D = 50$ dias	53
5.2	Modelos de carga otimizados para o sistema IEEE-33.	54
5.3	Função objetivo do sistema Brasileiro 136 para $D = 50$ dias	60
5.4	Modelos de carga otimizados para o sistema brasileiro-136.	61
5.5	Modelos de carga otimizados para o sistema IEEE-8500.	67
5.6	Função objetivo do sistema IEEE-8500 para $D = 50$ dias	68
A.1	Coeficientes ZIP dos aparelhos das residencias (Hajagos e Danai, 1998), (Lu et al., 2008), (Bokhari et al., 2014) e (del Pilar Rios et al., 2017). . . .	73
A.2	Coeficientes ZIP dos aparelhos dos supermercados (Hajagos e Danai, 1998), (Lu et al., 2008), (Bokhari et al., 2014) e (del Pilar Rios et al., 2017).	73
A.3	Coeficientes ZIP dos aparelhos das padarias (Hajagos e Danai, 1998), (Lu et al., 2008), (Bokhari et al., 2014) e (del Pilar Rios et al., 2017). . . .	74
A.4	Coeficientes ZIP dos aparelhos das carpintarias (Hajagos e Danai, 1998), (Lu et al., 2008), (Bokhari et al., 2014) e (del Pilar Rios et al., 2017). . . .	74

Lista de Símbolos

D	Dias validados;
f_o	Frequência nominal da carga;
f_p	Fator de potência;
Δf	Variação de frequência da carga;
ge_{max}	Máximo de gerações;
I_p	Coefficiente de corrente da potência ativa;
I_q	Coefficiente de corrente da potência reativa;
k_{fp}	Coefficiente de sensibilidade da frequência;
$Loss_{ref}$	Perda técnica de referência;
$Loss_X$	Perda técnica do indivíduo X ;
N_b	Conjunto de nós do sistema de distribuição ;
N_f	Conjunto de nós com carga;
P_p	Coefficiente de potência da potência ativa;
P_q	Coefficiente de potência da potência reativa;
P_o	Potência ativa nominal da carga;
P_{real}	Potência real de uma unidade;
Q_o	Potência reativa nominal da carga;
R_{ij}	Resistência da aresta correspondente entre os nos i e j ;
R_{max}	Penalidade máxima;
u	Fator de utilização;
V_o	Tensão nominal da carga;
X	indivíduo
X_{min}, X_{max}	Limites mínimo e máximo do espaço de busca;

Z_p	Coeficiente de impedância da potência ativa;
Z_q	Coeficiente de impedância da potência reativa;
Z_{ij}	Impedância da aresta correspondente entre os nos i e j ;
α_{ge}	Polarização do indivíduo na geração ge ;
α_{min}	Polarização mínima;
α_{max}	Polarização máxima;
ρ	Operador de mutação;

Introdução

O contexto do problema no cálculo de perda técnica em sistema de distribuição de energia do Brasil é abordado neste capítulo, assim como, as principais motivações para o desenvolvimento deste trabalho. Igualmente, os objetivos, as contribuições e a organização do texto também são apresentados.

1.1 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE)

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é a estrutura responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. No SEP, o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) é encarregado de receber a energia dos agentes supridores (transmissoras, geradores ou outras distribuidoras) e distribuí-la às unidades consumidoras, sejam elas residenciais, comerciais, rurais ou industriais (ANEEL, 2010), (Kundur, 1994).

No Brasil, os SDEEs são classificados segundo seu nível de tensão de operação: sistema de distribuição de alta tensão SDAT (igual ou superior a 69 kV), sistema de distribuição de média tensão SDMT (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e sistema de distribuição de baixa tensão SDBT (igual ou inferior a 1 kV) (ANEEL, 2016). Cada nível é composto por um conjunto de equipamentos elétricos como: comutadores, reguladores, transformadores e linhas de distribuição, os quais, operam em níveis específicos de tensão para o fornecimento de energia elétrica em uma determinada unidade consumidora.

A perda de potência em um SDEE é determinada pela diferença entre a potência injetada no sistema e a potência entregue efetivamente às unidades consumidoras. Conforme sua origem, a perda de potência é classificada em técnica ou não técnica. A perda técnica de potência é inerente ao transporte da energia elétrica, portanto, é relacionada à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores (efeito Joule), perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas, etc. A perda técnica

também pode ser entendida como o consumo dos equipamentos responsáveis pela distribuição de energia (ANEEL, 2015). Entretanto, a perda não técnica de potência tem ocorrência por ações humanas indevidas, como roubo de energia e ligações errôneas. Por conseguinte, cada SDEE apresenta uma perda de potência particular, dada pela adição da perda técnica e não técnica do sistema.

Por outro lado, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a entidade responsável por regular o processo de atividades técnicas relacionadas ao setor elétrico do Brasil. Diversos informes dessa entidade estimam que entre 10% e 20% da energia elétrica injetada em um SDEE é atribuída à perda total (técnicas e não técnicas), sendo que, aproximadamente a metade da perda total é atribuída à perda técnica (ANEEL, 2014a), (ANEEL e Eletropaulo, 2015). Além disso, estudos da ANEEL em parceria com concessionárias de energia, concordam que a maior parte da perda acontece no SDMT e SDBT por causa da quantidade de transformadores de derivação, condutores não idôneos, ligações indevidas, medidores e demais equipamentos do sistema (ANEEL, 2014a).

O cálculo da perda de potência de um SDEE é obtido após a execução do fluxo de potência no sistema. Sem dúvida que, o cálculo das perdas técnicas é influenciado diretamente pelo comportamento da carga do sistema, como é demonstrado na subseção 2.4. Sendo assim, saber o modelo da carga é uma prioridade das concessionárias de energia elétrica, nesse sentido, a ANEEL estabeleceu uma metodologia para a apuração de perdas técnicas em SDMT e SDBT (ANEEL, 2015). Um modelo de carga ZIP e o software *OpenDSS* são as principais contribuições da metodologia estabelecida pela ANEEL.

Entretanto, na área de otimização, o problema da modelagem de carga é amplamente abordado como um problema de estimação de parâmetros, os quais, são determinados geralmente empregando-se o método de mínimos quadrados. Os parâmetros a estimar variam conforme o modelo de carga que se requeira desenvolver diante de um tipo de análise. Assim, no caso do cálculo das perdas técnicas procura-se estimar os parâmetros de um modelo estático da carga para a correta descrição da potência da carga em função da tensão.

Diante disso, esta dissertação apresenta um algoritmo de otimização para determinar um modelo de carga pertinente ao comportamento das cargas existentes em um SDEE, de modo que, o cálculo da perda técnica seja o mais acertado possível. O problema de modelagem não é trivial e muitos trabalhos demonstram vários níveis

de complexidade de acordo com o modelo de carga desenvolvido (Wen et al., 2003), (do Amaral, 2012), (FEEC e UNICAMP, 2011). Assim, neste trabalho é apresentado um algoritmo genético (AG) (Goldberg, 1989) para estimar o modelo que melhor representa as cargas ligadas ao SDEE. Na avaliação foram adotados aspectos padronizados pela ANEEL (ANEEL, 2015), como o software *OpenDSS* para executar o fluxo de potência e um modelo de carga ZIP padrão para modelar todas as cargas do sistema de distribuição, na subseção 1.3 são especificados tais aspectos.

1.2 Motivação

Os principais processos e estudos influenciados pela modelagem de carga em sistemas de distribuição são:

- **Recomposição pós-blecaute:** este processo consiste na reenergização de cargas após a ocorrência de blecautes totais ou parciais. O comportamento da carga é fundamental para estabelecer planos de recomposição que diminuam elevadas correntes de reenergização devido à partida de motores, e também, para determinar o aumento gradual do nível de potência ativa (FEEC e UNICAMP, 2011).
- **Estabilidade de tensão:** essa análise avalia a capacidade de manter a tensão em níveis adequados de operação do sistema. Os problemas de estabilidade apresentam-se normalmente em SDEEs altamente carregados e com falta de compensação de potência reativa (Hajagos e Danai, 1998).
- **Cálculo da perda técnica:** este cálculo auxilia na identificação de fraudes no consumo, estado operativo do sistema e qualidade do serviço fornecido, entretanto, a validade do cálculo depende de modelos de carga precisos. Deve-se destacar que o correto cálculo da perda tem impacto financeiro positivo no consumidor e na concessionária de energia (do Amaral, 2012) e (ANEEL, 2015).
- **Gerenciamento da demanda e controle de carga:** consiste na modificação dos hábitos de consumo de energia mediante planos de conservação energética, na procura do controle de cargas para deslocar o pico de demanda para outro período de baixa demanda (FEEC e UNICAMP, 2011).

1.3 Contexto do Trabalho

Este trabalho foi desenvolvido no contexto do setor elétrico brasileiro, ajustando-se às normas estabelecidas pela ANEEL. O procedimento para a apuração de perdas técnicas em SDEEs brasileiros é definido no módulo 7 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) (ANEEL, 2014a). Assim, neste trabalho foram adotados dois importantes itens:

- O software *Open Distribution System Simulator (OpenDSS)* para o cálculo de fluxo de potência e de perdas técnicas em SDEEs brasileiros. Esse software foi desenvolvido pela *Electric Power Research Institute (EPRI)*.
- O modelo de carga Impedância, Corrente e Potência constante (ZIP) para representar as cargas conectadas ao SDMT e ao SDBT. O modelo ZIP foi definido 100% de Impedância constante para a parcela reativa, e para a parcela ativa da carga é foi definido 50% Potência constante e 50% Impedância constante.

1.4 Objetivos

O objetivo final deste trabalho é apresentar uma metodologia de otimização que permita calcular corretamente a perda técnica em um SDEE, para tal fim, deve-se determinar o modelo de carga ZIP que melhor descreva o comportamento da carga. Essa metodologia integra um algoritmo genético junto com o software *OpenDSS*, para a resolução do problema da modelagem de carga.

Além disso, também é avaliado o modelo de carga ZIP padronizado pela ANEEL, com o propósito de estabelecer o desempenho do modelo de carga padrão na apuração de perdas em SDEEs. A partir daí, pode-se avaliar a qualidade do modelo de carga proposto após o processo de otimização e conseqüentemente, o desempenho da metodologia de otimização desenvolvida. A seguir são apresentados os objetivos específicos deste trabalho.

- Levantamento bibliográfico.
- Desenvolvimento e avaliação da metodologia executada para a obtenção de modelos de carga em unidades consumidoras.

- Formulação do problema do ponto de vista da otimização.
- Desenvolvimento do módulo de otimização. Essa parte contará com a implementação de um algoritmo genético desenvolvido no software MatLab.
- Integração do módulo de otimização ao software *OpenDSS*.
- Simulações e análises dos resultados.

1.5 Contribuições do trabalho

- (a) O desenvolvimento de uma metodologia flexível para a modelagem de unidades consumidoras reais do Sudeste do Brasil.
- (b) O desenvolvimento de uma metodologia de otimização para a resolução do problema da modelagem de carga. Esta metodologia é baseada na interação do algoritmo genético e o *OpenDSS*.
- (c) O desenvolvimento de um algoritmo genético especialmente projetado para solucionar o problema descrito.

Em relação às publicações, o presente trabalho foi apresentado no Congresso Brasileiro de Inteligência Computacional, CBIC 2017:

- Josué F. Leal G.; Mateus A. O. Leite; João A. de Vasconcelos. Modelagem de Carga em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil via Algoritmo Genético. CBIC 2017 - Congresso Brasileiro de Inteligência Computacional, Niterói (RJ) de 30/10/2017 a 01/11/2017.

1.6 Organização do Texto

A presente dissertação está dividida em seis capítulos. O primeiro abordou uma introdução sobre o tema e apresentou sua importância, além dos objetivos propostos. No capítulo 2 são descritos os principais aspectos para a modelagem de cargas junto com uma revisão bibliográfica. Em seguida, a metodologia desenvolvida para a modelagem

de carga é exposta no capítulo 3, assim como as características básicas do software *OpenDSS*.

Logo após, o algoritmo de otimização para a resolução do problema é detalhado no capítulo 4. Os resultados obtidos pela aplicação da metodologia desenvolvida estão expostos no capítulo 5. Para tal, três SDEEs disponíveis na literatura são analisados. Os resultados abarcam modelos de carga, perfil de tensão e perdas técnicas dos sistemas.

Por fim, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões deste trabalho, juntamente com a proposição de atividades futuras.

Aspectos da Modelagem de Carga

Neste capítulo são apresentados os principais aspectos para tratar o problema da modelagem de carga, como as abordagens usadas e os tipos de modelos. Em seguida, é apresentada uma análise do modelo de carga ZIP e seu impacto no cálculo de perdas técnicas. Por fim, uma revisão bibliográfica sobre o tema é realizada.

2.1 Abordagens de Modelos de Carga em SDEE

Duas abordagens podem ser desenvolvidas para a modelagem de carga em SDEE: a abordagem baseada em medições diretas sobre a carga e a abordagem baseada nos componentes que compõem a carga (Ranade et al., 2001). Cada abordagem exige certas informações para o desenvolvimento da modelagem, apresentando vantagens e desvantagens na sua implementação.

2.1.1 Abordagem Baseada em Medições Diretas

A abordagem baseada em medições consiste em desenvolver um modelo de carga a partir de um conjunto de medições. Para aplicar esta abordagem é necessário ter medições do comportamento da potência consumida pela carga, em função da sua tensão e frequência (Vignesh et al., 2014). Na prática as variações de tensão normalmente são produzidas por meio de comutações de dispositivos reguladores de tensão, chaveamento de bancos de capacitores e transformadores com derivação, de modo que, essa abordagem implica disposição de equipamentos de medição e de aquisição de dados, mas também, de um algoritmo de estimação com capacidade de processar tais dados para determinar o modelo de carga quando ocorrem variações de tensão.

As principais desvantagens desta abordagem são o custo de aplicação, o custo computacional e a limitação na faixa de tensão e frequência avaliada, uma vez que a

variação de tensão e frequência deve-se limitar a uma faixa específica que garanta a correta operação do sistema (ANEEL, 2010).

Entretanto, a possibilidade de atualizar os modelos de carga em tempo real é a maior vantagem desta abordagem. Por fim, sua aplicação é especialmente indicada em análises dinâmicas do sistema, como estabilidade de tensão e processos de recomposição pós-blecaute.

2.1.2 Abordagem Baseada em Componentes

A abordagem baseada em componentes busca determinar um modelo da carga mediante as informações elétricas dos equipamentos que a compõem, comumente denominados de componentes de carga. Essas informações são definidas de acordo com o modelo de carga que se pretende desenvolver. Para extrair tais informações, cada componente de carga deve ser submetido a ensaios em laboratório para avaliar suas características de potência em função da tensão e da frequência fornecida.

Esta abordagem precisa de uma base de dados com informações de cada componente de carga, tais informações devem-se atualizar continuamente, uma vez que as características elétricas dos componentes variam conforme o modelo e fabricante (Lu et al., 2008). Essa é a maior desvantagem dessa abordagem. Por outro lado, sua aplicação é pertinente em análises estáticas do sistema, como fluxo de potência e gerenciamento da demanda de carga.

Com as informações requeridas pode-se fazer um tratamento de agregação dos componentes de carga, a fim de se determinar o modelo equivalente que finalmente represente a carga em sua totalidade. Tal agregação deve realizar-se de maneira separada para a parcela de potência ativa e parcela de potência reativa.

2.2 Modelos de Carga Estático e Dinâmico em SDEE

Duas modelagens de carga podem ser aplicadas dependendo do tipo de análise que se pretende fazer. Então, para análise em regime permanente, a modelagem estática da carga deve ser adotada. Entretanto, em análises de regime transitório aplica-se a modelagem dinâmica da carga. A seguir são descritas em grosso modo as particularidades das modelagens. Em (Chairman, 1995a) é apresentado um resumo detalhado dos modelos estáticos e dinâmicos de carga apresentados pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE).

2.2.1 Modelo de Carga Estático

O modelo estático é representado por equações algébricas que definem a potência ativa e reativa da carga em função da sua frequência e tensão. Esses modelos são especificamente usados para análise de fluxo de potência e das perdas do sistema, uma vez que, conseguem refletir adequadamente o comportamento da carga em regime permanente.

O modelo de carga estático é indicado essencialmente para cargas “estáticas” (resistivas e iluminação), mas também, às cargas de natureza dinâmica como motores e controladores eletrônicos podem ser representadas satisfatoriamente em regime permanente (Chairman, 1993) e (Vignesh et al., 2014). Na atualidade o *Electric Power Research Institute (EPRI)* definiu 8 modelos estáticos de carga, entre eles, destacam-se o modelo exponencial e o modelo ZIP (Dugan, 2016).

2.2.2 Modelo de Carga Dinâmico

O modelo dinâmico é representado por equações diferenciais e algébricas que define a potência ativa e reativa da carga em função da sua frequência e tensão. O modelo leva em consideração o valor da tensão no instante atual e em instantes de tempo anteriores. Sua análise é específica para situações de regime transitório, como recomposição pós-blecaute, estudos de curto-circuito e estabilidade de tensão.

As cargas indutivas (ventiladores, lavadoras de roupa, ar condicionados e geladeiras) geralmente são representadas como motores de indução (Chairman, 1993). Sendo assim, o modelo dinâmico de uma unidade consumidora é comumente representado por um motor em paralelo com uma carga estática, o que matematicamente consiste em determinar o modelo dinâmico do motor e o modelo estático da unidade consumidora (Regulski et al., 2015), (Chairman, 1995b), (Ma et al., 2007). À vista disso, a complexidade matemática deste modelo é maior do que o modelo estático.

2.3 O Modelo de Carga ZIP

O modelo de carga Impedância, Corrente e Potência constantes (ZIP) é um modelo polinomial dado pelas Equações 2.1a e 2.1b. Elas descrevem o consumo de potência

ativa P_{load} e reativa Q_{load} da carga em função da tensão V e frequência f . Os parâmetros P_o e Q_o determinam respectivamente a potência ativa e reativa da carga quando ela é submetida à tensão nominal V_o (Chairman, 1995a).

O modelo ZIP basicamente é uma composição de três modelos de carga: impedância constante Z , corrente constante I e potência constante P , sendo que a soma das composições dos modelos deve representar a totalidade da potência ativa P_{load} e reativa Q_{load} . A Equação 2.2, estabelece essa última condição do modelo.

$$P_{load} = P_o \left[Z_p \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_p \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_p \right] (1 + k_{fp} \cdot \Delta f) \quad (2.1a)$$

$$Q_{load} = Q_o \left[Z_q \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_q \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_q \right] (1 + k_{fp} \cdot \Delta f) \quad (2.1b)$$

Onde, k_{fp} e Δf são respectivamente o coeficiente de sensibilidade e a variação de frequência, isto é, $\Delta f = f - f_o$, sendo que, f_o define a frequência nominal (Chairman, 1993).

$$\begin{cases} Z_p + I_p + P_p = 1 \\ Z_q + I_q + P_q = 1 \end{cases} \quad (2.2)$$

Na análise em regime permanente do fluxo de potência, a dependência da frequência na modelagem da carga costuma ser desprezada, visto que sua faixa de operação é tipicamente de $\pm 0,05\%$ em torno do seu valor nominal (Dugan, 2016) (Collin et al., 2011). Dito isso, o modelo de carga ZIP pode ser representado apenas em função da tensão, como é apresentado nas Equações 2.3a e 2.3b, sujeito às restrições de composição de carga definidas na Equação 2.2.

$$P_{load} = P_o \left[Z_p \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_p \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_p \right] \quad (2.3a)$$

$$Q_{load} = Q_o \left[Z_q \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_q \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_q \right] \quad (2.3b)$$

2.4 Impacto do Modelo de Carga ZIP no Cálculo de Perdas Técnicas

Para ilustrar o impacto do modelo de carga no cálculo de fluxo de potência considere-se o circuito da Figura 2.1. Nela, a fonte de tensão V_{th} e a impedância X_{th} representam o circuito equivalente de *Thevenin* em um ponto de interesse T do SDEE. Para a análise correspondente, o circuito é submetido diante variações de tensão da fonte V_{th} entre 0.6 e 1.2 p.u. com passos de 0.1 p.u. As simulações são realizadas no software *OpenDSS*.

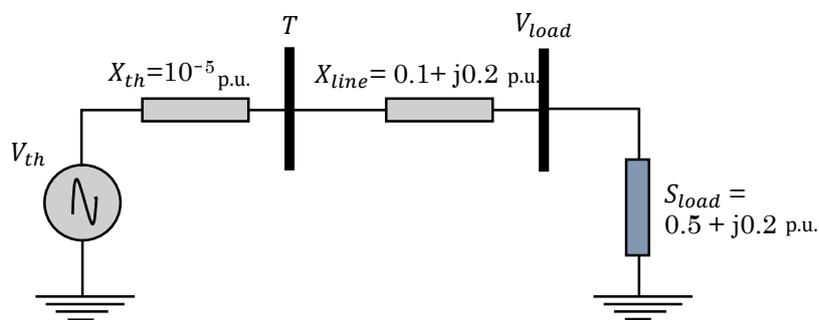


Figura 2.1: Circuito exemplo ($S_{base} = 3.3MVA$ e $V_{base} = 7.96Kv$).

Como foi mencionado anteriormente o modelo ZIP é uma composição de três modelos. Desse modo, é interessante fazer a análise individual de cada um deles, desta forma pode-se ter uma visão do comportamento do sistema quando é alterada a composição do modelo de carga.

Assim, na Figura 2.2a são apresentadas as características de corrente dos modelos Z , I e P em função da tensão. Observa-se que, no caso do modelo de Impedância ($Z_p = 1, I_p = 0, P_p = 0$) sua derivada é constante no intervalo avaliado, o qual indica que a carga se comporta como uma impedância constante. Por outro lado, a curva do modelo de Potência ($Z_p = 0, I_p = 0, P_p = 1$) apresenta uma inclinação negativa, o qual indica que quando uma variável aumenta a outra diminui para manter a potência constante para qualquer valor de tensão.

As características de potência ativa em função da tensão são exibidas na Figura 2.2b. Nela, evidencia-se o comportamento constante do modelo de Potência, mas também, o comportamento linear do modelo de Corrente ($Z_p = 0, I_p = 1, P_p = 0$). Finalmente, o modelo de Impedância apresenta um comportamento quadrático. Em síntese, os resultados estão em conformidade com o modelo matemático da Equação 2.3a.

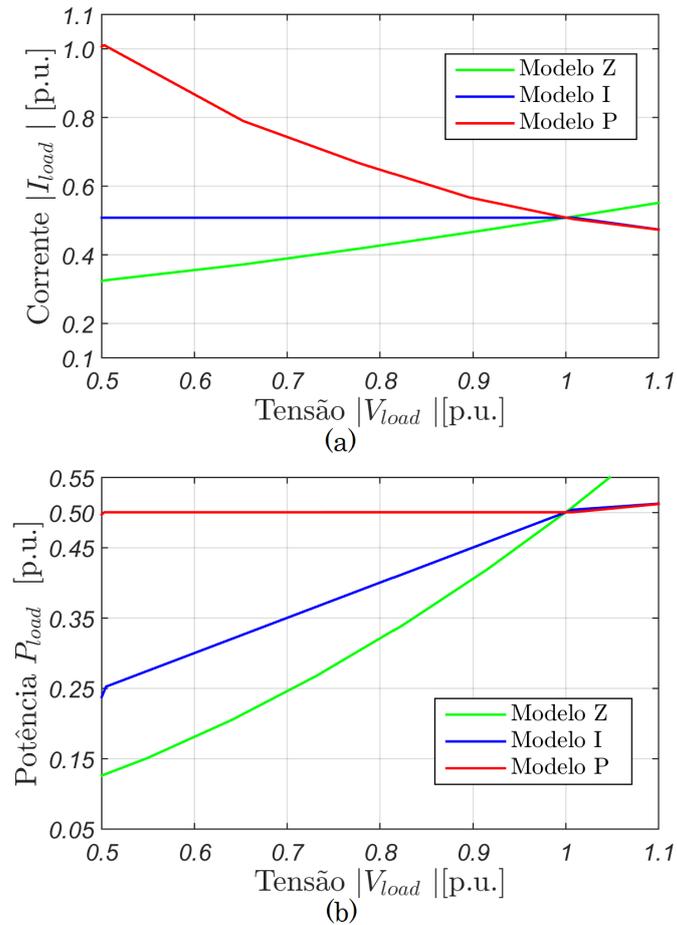


Figura 2.2: Curvas características dos modelos de carga Z, I e P.

Na Figura 2.3 são exibidas as perdas técnicas no circuito. É evidente que existem discrepâncias entre os modelos de carga simulados, posto que, o cálculo da perda técnica depende diretamente da corrente que circula na linha de distribuição.

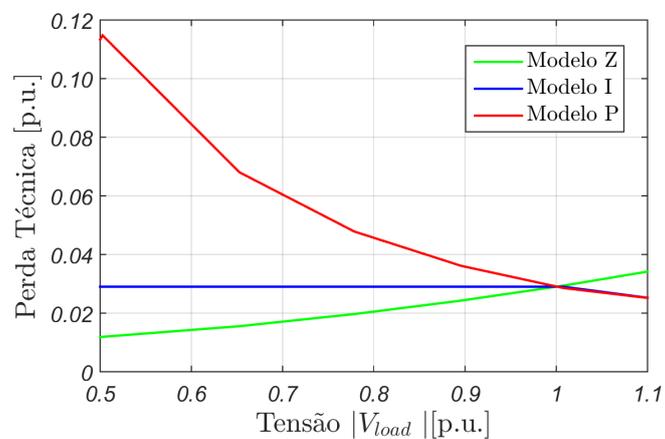


Figura 2.3: Perdas técnicas do circuito exemplo.

No caso do modelo de corrente constante, percebe-se que a perda técnica permanece constante diante de variações de tensão da fonte V_{th} . Por outro lado, a perda atingida pelo modelo de potência constante é inversamente proporcional à variação de tensão, devido ao “ajuste” de corrente para manter a potência constante na carga. Destaca-se que o cálculo das perdas converge quando a tensão na carga V_{load} é 1.0 p.u., em outras palavras, quando a tensão na carga é igual à sua tensão nominal ($V = V_o$), o modelo da carga é indiferente para efeitos do cálculo da perda técnica. Porém, para atingir a tensão nominal da carga é preciso incrementar a tensão de fornecimento V_{th} . No caso do circuito citado no exemplo foi necessário fazer a $V_{th} = 1,1$ p.u., de tal forma que há uma queda de tensão de 0,1 p.u na impedância de linha X_{line} .

As simulações apresentadas foram executadas no software *OpenDSS*. Esse software sempre busca a convergência do fluxo de potência mesmo que a tensão na carga seja reduzida, para tal fim, o *OpenDSS* faz uso de um parâmetro de tensão V_{lowpu} . Assim, quando a tensão na carga é inferior a V_{lowpu} qualquer modelo de carga definido pelo usuário passa a ser modelo Impedância constante. O valor padrão de V_{lowpu} é 0,5 p.u. Além disso, para garantir a convergência do fluxo em condições de sobretensão, o modelo de carga definido é simulado até a tensão máxima V_{max} , acima dessa tensão o modelo de carga passa a ser Impedância constante. O mencionado anteriormente explica o comportamento dos modelos na Figura 2.2b quando a tensão é maior que 1,0 p.u. Na subseção 3.6, são apresentadas maiores informações sobre a modelagem de carga no *OpenDSS*.

De fato, uma unidade consumidora (residencial, comercial, rural e industrial) é composta por muitos componentes de carga com comportamentos elétricos particulares. A definição de componente de carga foi apresentada na seção 2.1. Por exemplo, uma residência dispõe de uma geladeira, a qual pode ser modelada como um motor de indução com comportamento predominante de potência constante (Hajagos e Danai, 1998). Entretanto, na mesma residência também se dispõe de um chuveiro elétrico, que por sua vez, pode ser modelado como uma impedância constante (Lu et al., 2008). Então, é formulada a seguinte pergunta: como obter o modelo ZIP que melhor representa aquela unidade residencial ?

Cada unidade consumidora muda sua característica de consumo de energia conforme a tensão, estação climática, demografia e o horário de trabalho (Chairman, 1993). Desse modo, o comportamento da carga muda no transcorrer do dia. Assim, em um SDEE real com milhares de cargas é pertinente saber: qual é a composição de carga do modelo ZIP ? como modelar cada uma delas? e como obter o modelo de carga

equivalente em cada momento do dia? Essas perguntas fazem parte desta pesquisa e são respondidas no seguinte capítulo.

Diante disso, a modelagem de cargas em um SDEE é um problema de grande dimensão, complexo e importante (Lu et al., 2008), do qual, fundamentalmente se pretende definir as proporções de Impedância Z , Corrente I e Potência P , que representem as cargas da melhor maneira possível, considerando seus componentes, de modo que o cálculo de fluxo de potência esteja em conformidade com a realidade do sistema e leve a um cálculo correto das perdas técnicas.

2.5 Revisão Bibliográfica

A constante mudança e/ou fabricação novos de aparelhos elétricos, faz que cada vez mais se tenha interesse em descrever o comportamento deles, com a finalidade de avaliar corretamente os sistemas de energia elétrica. Esta revisão apresenta diferentes metodologias para a modelagem de cargas simples e em sistemas de distribuição. Uma vez que, o software *OpenDSS* é adaptado em concordância com a ANEEL, na seção 3.6 são referenciados os métodos usados por aquele software para o cálculo de fluxo de potência.

O trabalho apresentado em (Chairman, 1995b) é um trabalho pioneiro que recomenda modelos de carga estáticos e dinâmicos para simulações de fluxo de potência e fenômenos dinâmicos. Assim, o modelo estático de carga ZIP é recomendado pelo autor para simulações de fluxo de potência. Destaca-se, que o transformador é considerado como um tipo de carga, portanto, um modelo de carga é apresentado para a representação do mesmo. O autor enfatiza que as variações de tensão e frequência não podem saturar o transformador de distribuição para assim obter modelos fiáveis.

Em (Hajagos e Danai, 1998) é usada a abordagem baseada em medições para determinar os modelos ZIPs de um conjunto de dispositivos elétricos industriais e comerciais. Logo após, um SDEE é dividido e avaliado por regiões, cada região é caracterizada pelas porcentagens de classe de carga definidas conforme a disposição dos dispositivos elétricos analisados. O autor avaliou três modelos de carga: potência constante P , modelo ZIP equivalente (calculado) e um modelo ZIP padronizado ($Z_p = 0.5$, $I_p = 0.5$ e $Z_q = 1$). Os resultados mostraram que o modelo ZIP equivalente apresentou a melhor resposta de potência. Assim, é relevante destacar que aquele

modelo equivalente é produto de uma agregação de modelos ZIPs dos componentes da região, levando em consideração os fatores de potência de cada um deles.

Em (Tsagarakis et al., 2012), os autores propõem uma metodologia para a caracterização de modelos de carga ZIP residenciais no Reino Unido. A metodologia foi baseada em componentes e são consideradas informações como: perfil de potência dos aparelhos residenciais, modelo ZIP por aparelho, demanda do usuário e condições ambientais. Além disso, variações estocásticas das informações também são consideradas, isto, com o objetivo de obter um modelamento mais abrangente. A metodologia proposta é capaz de replicar características dos componentes e obter o modelo ZIP equivalente que caracteriza uma residência real. As mudanças dos eletrodomésticos são consideradas, de maneira que, a atualização das informações é contemplada.

Entretanto, em (Vignesh et al., 2014) uma abordagem baseada em medições é empregada para a avaliação de três modelos de carga: modelo ZIP, modelo de recuperação e o modelo ZIP+IM. O autor utiliza a técnica de mínimos quadrados para estimar os parâmetros que caracterizam cada modelo mencionado. Os modelos foram avaliados em três sistemas físicos e da literatura. Desse trabalho, pode-se concluir que em estado estacionário o modelo ZIP tem a capacidade de representar cargas comerciais modeladas como motores de indução.

Em (Collin et al., 2011) e (Collin et al., 2010), os autores apresentam a mesma metodologia de agregação de modelos de cargas conectadas em BT, com a finalidade de obter o modelo equivalente no lado de MT do transformador alimentador. Destaca-se que os autores diferenciam as cargas entre não lineares e lineares. As cargas não lineares são todas aquelas que incorporam circuitos eletrônicos de potência, assim, é apresentado um modelo elétrico e matemático para essas cargas. No caso das cargas lineares, elas correspondem a cargas conectadas diretamente ao sistema de alimentação sem nenhuma interface eletrônica de potência, nessa situação, os modelos de carga analíticos como o exponencial e o ZIP descrevem com precisão o comportamento das cargas. Em análises de fluxo de potência os modelos de carga ZIP resultantes são semelhantes ao padronizado pela ANEEL.

Uma técnica baseada em mínimos quadrados para o desenvolvimento de modelos ZIP foi exposta em (Ranade et al., 2001). O autor empregou a abordagem por medições em duas subestações. Assim, se concluiu que dispositivos com núcleos ferromagnéticos podem ter severas não-linearidades, implicando saturação na faixa de tensão avaliada, e por conseguinte, são obtidos modelos ZIPs errados. Como resultado da pesquisa, o autor estabelece uma faixa de tensão para lograr modelos de carga ZIP confiáveis.

Assim, em (Quilumba et al., 2011) também foi usado o método de mínimos quadrados junto com o método de multiplicador de Lagrange para determinar os modelos ZIP de equipamentos eletrônicos. Foram obtidos modelos estáticos ZIP que apresentam dificuldades no comportamento dinâmico da carga, o qual, corrobora o exposto em (Collin et al., 2011) e (Collin et al., 2010). Então, é coerente pensar que o incremento do mercado tecnológico traz complicações no sistema de distribuição, devido aos equipamentos portadores de fontes chaveadas com faixas de tensão muito estreitas para seu funcionamento.

Um método de agregação de modelos ZIP é aplicado em (Lu et al., 2008). Nesse trabalho, o autor faz agregação de componentes de uma unidade residencial, sendo que, cada componente tem um peso dado pela potência do componente e pela média ponderada da unidade consumidora.

Em (Gaspar et al., 2012) uma subestação real no estado de Minas Gerais foi avaliada, nela, medições de potência foram obtidas com as variações entre 6% e 10% da tensão nominal. Aplicando-se lógica Fuzzy foram determinados o modelo exponencial e o modelo ZIP da carga. Os parâmetros das funções Fuzzy foram otimizadas usando-se o método meta-heurístico Diferencial Evolution (DE). O modelo ZIP obtido para a potência ativa é bem semelhante ao modelo padronizado pela ANEEL, determinando 40-50% impedância, 0% corrente e entre 60-50% potência constante.

Em (Regulski et al., 2015) e (Rodríguez-García et al., 2013) são estimados o modelo da carga em um SDEE usando um algoritmo de Particle Swarm Optimization (PSO). O modelo de carga é composto pelo modelo de terceira ordem do motor de indução em paralelo com o modelo estático ZIP. O autor faz um comparativo do desempenho de dois algoritmos: PSO e AG. Assim, em análises dinâmicas o modelo atingido pelo algoritmo PSO obtém melhores características de convergência e eficiência computacional que o Algoritmo Genético AG.

Para finalizar, um algoritmo genético é desenvolvido em (Ma et al., 2007) para tratar o problema de modelagem de carga dinâmica mediante a abordagem baseada em medições. Um modelo elétrico de carga composto por um motor de indução em paralelo com modelos de carga estáticos foi apresentado, de tal forma que, um indivíduo é definido por treze variáveis de decisão. O problema foi abordado como restrito, sendo que, o modelo do motor modifica a restrição original da composição do modelo de carga ZIP dada pela Equação 2.2. É intuitivo pensar que um AG tem grande potencial para representar o modelo estático ZIP para estudos de fluxo de potência.

2.6 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os principais tópicos para tratar o problema de modelagem de carga, como as abordagens implementadas e tipos de modelos de carga. Isto, com o propósito de dar ao leitor uma visão geral de como pode ser abordado o problema.

Logo após, se apresentou uma análise do modelo de carga ZIP, destacando suas características elétricas e seu impacto no cálculo de perdas técnicas de um circuito elétrico, o qual é fundamental para a compreensão do problema mencionado.

Finalmente, uma revisão bibliográfica foi apresentada mostrando os principais trabalhos relacionados ao modelamento de cargas para diferentes análises em sistemas de distribuição.

Metodologia: Modelagem Estática de Carga Mediante Abordagem Híbrida

Neste capítulo é descrita a metodologia desenvolvida para a modelagem de carga usando a abordagem baseada em componentes de carga. Inicialmente, uma descrição geral é realizada, logo após, são apresentadas as informações necessárias para o desenvolvimento da metodologia, bem como, o procedimento para atingir modelos ZIPs equivalentes de unidades consumidoras. Por fim, a metodologia é avaliada por meio do *OpenDSS*.

3.1 Descrição Geral da Metodologia

Na operação de um SDEE ocorrem variações de tensão como consequência da variação do carregamento do sistema, chaveamentos, transformadores e reguladores de tensão (FEEC e UNICAMP, 2011). A metodologia para a modelagem de carga consiste em derivar um modelo matemático $Padd(V,f) + jQadd(V,f)$ que descreva o consumo de potência no barramento, em função do módulo da tensão V e da sua frequência f . Como já foi mencionado na seção 2.3, assume-se que a frequência tem oscilações negligenciáveis e se considera fixa em 60 Hz. De maneira ilustrativa, na Figura 3.1, é apresentada a estrutura da modelagem de uma residência, nesta abordagem as características de cada componente devem ser conhecidas.

Do ponto de vista do sistema de distribuição de energia, uma carga é um conjunto de unidades consumidoras ligadas no mesmo ponto de fornecimento de energia, chamado geralmente barramento de fornecimento. Assim, a carga do barramento pode estar composta por vários tipos de consumidores, os quais são classificados como: residencial, comercial, industrial e rural (ANEEL, 2010).

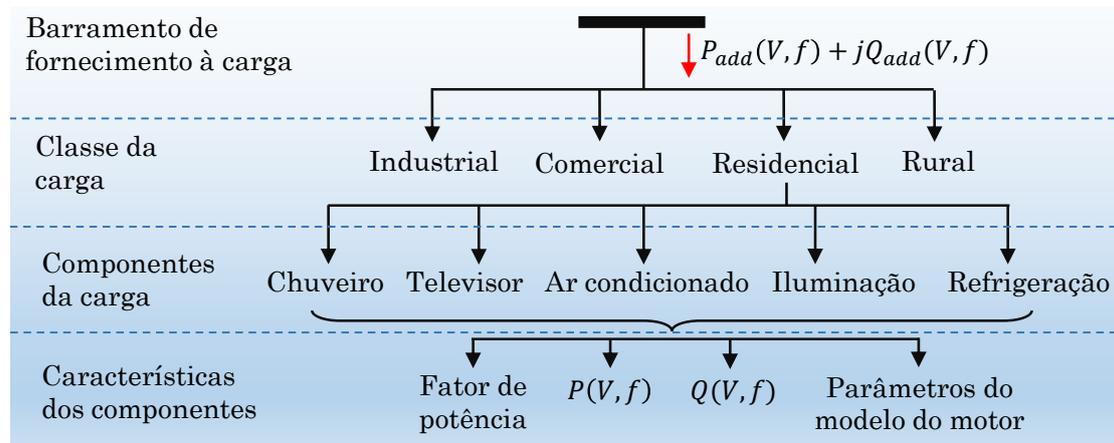


Figura 3.1: Estrutura da modelagem de carga baseada em componentes, adaptada de (Kundur, 1994).

Para obter o modelo de carga do barramento $P_{add}(V) + jQ_{add}(V)$ é necessário conhecer as unidades consumidoras que se encontram ligadas a ele, então, devem ser conhecidas as características dos componentes que compõem cada unidade. Tais características são estabelecidas pelo modelo ZIP. Assim, é possível fazer sequencialmente a agregação de modelos de carga para atingir o modelo equivalente do barramento. Inicialmente, deve-se obter o modelo ZIP equivalente de cada unidade consumidora, isto é, agregar os modelos dos componentes de cada unidade. Logo após, é possível obter o modelo ZIP equivalente do barramento, fazendo a agregação dos modelos ZIP equivalentes daquelas unidades consumidoras.

Neste trabalho, a metodologia proposta para modelar uma unidade consumidora é exibida na Figura 3.2. Ela é baseada na metodologia apresentada em (Tsagarakis et al., 2012), onde, o autor conta com detalhadas informações disponibilizadas por órgãos governamentais e do setor elétrico do Reino Unido. No entanto, a metodologia aqui proposta apresenta algumas particularidades, pois restringe-se a análise em um dia útil e limita-se às unidades de classe residencial e comercial da região Sudeste do Brasil.

Em seguida é detalhado o processo da modelagem e a funcionalidade de cada módulo exposto na Figura 3.2. No entanto, é evidente que o consumo de potência de cada componente varia no transcurso do dia, de modo que, a metodologia deve ser aplicada para cada hora do dia, com o fim de atingir o modelo ZIP da unidade na hora correspondente. Destaque-se que, a metodologia proposta inclui uma curva de carga que pertence a uma unidade consumidora real, para limitar a máxima potência da unidade consumidora é usado o fator de utilização u .

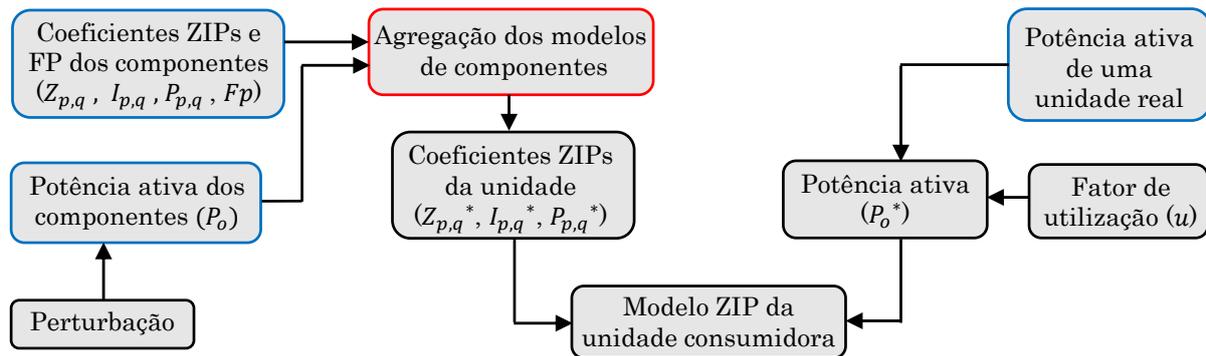


Figura 3.2: Metodologia para a obtenção do modelo de carga ZIP de uma unidade consumidora.

3.2 Informações Requeridas

Inicialmente, deve-se levantar uma base de dados com as informações dos componentes de carga (aparelhos) pertencentes às unidades consumidoras residenciais e comerciais. Dito isso, para cada componente são necessárias as informações descritas nos subitens 3.2.1, 3.2.2 e 3.2.3.

3.2.1 Coeficientes de Impedância, Corrente e Potência Constante do Componente

Na literatura são amplamente avaliados e fornecidos os coeficientes ZIP que caracterizam diversos componentes de carga residencial e comercial (Hajagos e Danai, 1998), (Lu et al., 2008), (Bokhari et al., 2014) e (del Pilar Rios et al., 2017). Esses trabalhos usam a abordagem de medição direta em ensaios de laboratório para a caracterização dos componentes de carga mediante variações controladas de tensão. Para cada componente são requeridos seis coeficientes ZIPs (Z_p , I_p , P_p e Z_q , I_q , P_q) que caracterizam a potência ativa e reativa, conforme o explicado na seção 2.3. Na Apêndice A são disponibilizados os coeficientes empregados para cada componente.

3.2.2 Potência Ativa do Componente

Na “pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso” publicada em 2007 (PROCEL, 2007) foi obtida a curva diária de carga da classe residencial para cada

região do Brasil. A pesquisa foi conduzida pelo Programa de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) filiado às Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS). Na Figura 3.3 é apresentada a curva fornecida para a região Sudeste. Nela, é especificada a potência ativa média consumida para cada componente residencial em um dia útil

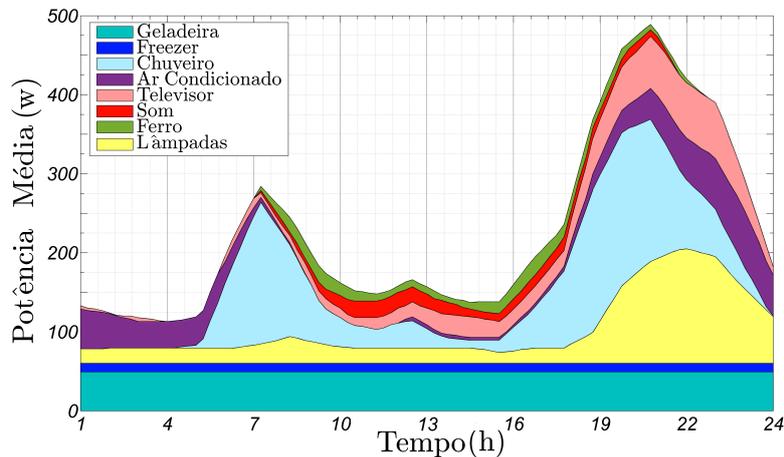


Figura 3.3: Curva de carga residencial da região Sudeste, adaptada de (PROCEL, 2007).

Entretanto, as curvas de carga da classe comercial foram levantadas a partir de um censo feito na cidade de *Belo Horizonte - MG* do ano 2018. No censo foram escolhidas as seguintes unidades consumidoras comerciais: padarias, supermercados e carpintarias. Em cada uma delas se tomaram amostras em diferentes estratificações de consumo mensal segundo o definido pela ANEEL (ANEEL, 2014b). As Figuras 3.4, 3.5 e 3.6, apresentam as curvas de cargas médias para cada componente pertencente a essas unidades comerciais em um dia útil.

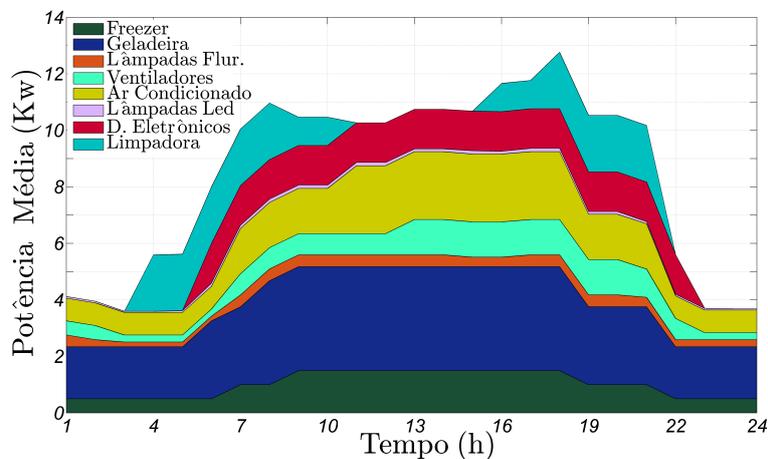


Figura 3.4: Curva de carga média dos Supermercados, extraída do censo BH-2018.

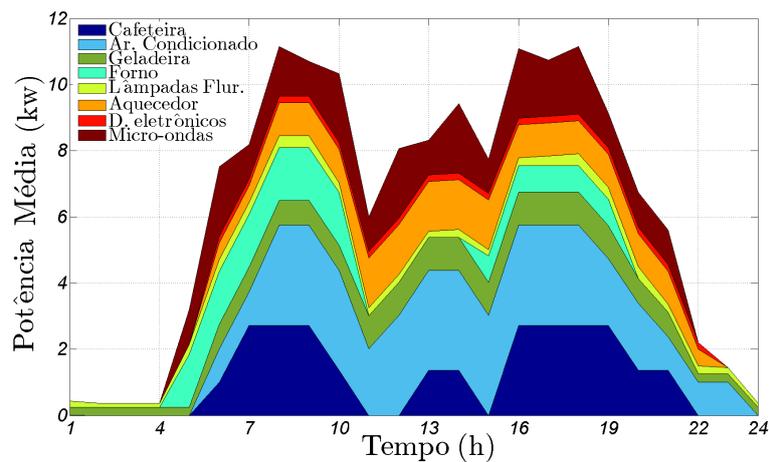


Figura 3.5: Curva de carga média das Padarias, extraída do censo BH-2018.

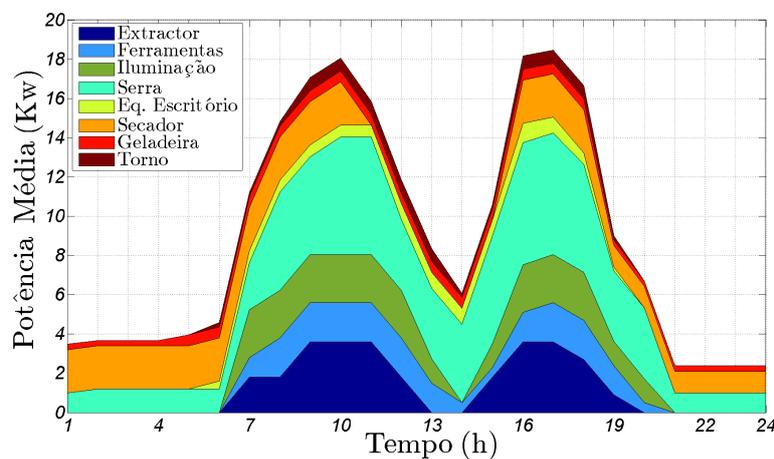


Figura 3.6: Curva de carga média das Carpintarias, extraída do censo BH-2018.

3.2.3 Fator de Potência do Componente.

A potência reativa de cada componente foi deduzida utilizando-se a informação do fator de potência e de potência ativa. Da literatura foi extraído o fator de potência de cada componente (Hajagos e Danai, 1998), (Lu et al., 2008), (Bokhari et al., 2014) e (del Pilar Rios et al., 2017). No Apêndice A são disponibilizados o fator de potência empregado para cada um deles.

3.3 Modelo ZIP Equivalente da Unidade Consumidora

O modelo ZIP equivalente de uma unidade consumidora é obtido mediante a agregação dos modelos de seus componentes de carga. A seguir é exposta a formulação

matemática de agregação dos modelos ZIP para a parcela de potência ativa P . A demonstração dessa formulação é apresentada em (FEEC e UNICAMP, 2012). Todavia, o mesmo procedimento de agregação é aplicado para a parcela de potência reativa Q .

Para M componentes de carga, o modelo ZIP equivalente de potência ativa P_t é determinado pela Equação 3.1. Sendo que cada unidade consumidora é composta pelos $M = 8$ componentes de carga mais representativos no consumo de energia elétrica. No Apêndice A estão dispostos os componentes para cada unidade consumidora.

$$P_t = \sum_{n=1}^M P_n . \quad (3.1)$$

O termo P_n representa o modelo do n -ésimo componente da carga, dado pela Equação 3.2, esse modelo é construído conforme as informações expostas na seção anterior. A potência ativa do componente $P_{o,n}$ é submetida a uma perturbação *rand*, isto é, $P_{o,n} = rand \cdot P_{comp}$, sendo que, P_{comp} é extraído da curva de consumo do componente para uma hora específica. A perturbação randômica $0 \leq rand \leq 3$ é feita para ter cenários com diversos comportamentos de consumo dos componentes.

$$P_n = P_{o,n} \left[Z_{p,n} \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_{p,n} \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_{p,n} \right] \quad (3.2)$$

Na Equação 3.3, é estabelecido o modelo equivalente da unidade consumidora P_t , sujeito à Equação 3.4.

$$P_t = P_o^* \left[Z_p^* \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_p^* \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_p^* \right] \quad (3.3)$$

$$Z_p^* + I_p^* + P_p^* = 1 \quad (3.4)$$

Feita a fatoraçoão entre as parcelas de impedância, corrente e potência constante, obtêm-se os coeficientes ZIP do modelo equivalente conforme as Equações 3.5a – 3.5d. No entanto, o valor de P_o^* é obtido para a condição em que $V = V_o$.

$$Z_p^* = \frac{\sum_{n=1}^M P_{o,n} \cdot Z_{p,n}}{P_o^*} \quad (3.5a)$$

$$I_p^* = \frac{\sum_{n=1}^M P_{o,n} \cdot I_{p,n}}{P_o^*} \quad (3.5b)$$

$$P_p^* = \frac{\sum_{n=1}^M P_{o,n} \cdot P_{p,n}}{P_o^*} \quad (3.5c)$$

$$P_o^* = \sum_{n=1}^M P_{o,n} \quad (3.5d)$$

Com o propósito de obter modelagens realistas das unidades consumidoras são consideradas curvas de carga reais, tais curvas são representadas como P_{real} e são usadas para substituir a potência ativa P_o^* da unidade pelo valor P_{new} , de acordo com a Equação 3.6.

$$P_{new} = P_{real} \cdot u \quad (3.6)$$

A Equação 3.6 faz a inclusão de um valor nominal de potência ativa definido como P_{real} , seu valor é extraído de uma curva de carga real escolhida aleatoriamente entre um conjunto de curvas classificadas por classe comercial e residencial. Tais curvas foram extraídas da campanha de medição da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) do ano 2015. Por outro lado, o fator de utilização u é empregado para limitar a carga máxima da unidade consumidora. Na seção 3.5 é destacada a importância do fator de utilização.

Posteriormente, deve ser atualizada a potência reativa da unidade consumidora, conforme a Equação 3.7. Sabendo que, o fator de potência da unidade f_p é calculado na Equação 3.8, lembrando-se que P_o^* é dado pela Equação 3.5d e Q_o^* é calculado fazendo agregação de modelos da parcela reativa da unidade.

$$Q_{new} = \frac{P_{new} \sqrt{1 - f_p^2}}{f_p} \quad (3.7)$$

Onde:

$$f_p = \frac{P_o^*}{\sqrt{(P_o^*)^2 + (Q_o^*)^2}} \quad (3.8)$$

A modelagem da parcela ativa de uma residência é ilustrada na Figura 3.7, onde basicamente é mostrado o procedimento descrito na Figura 3.2.

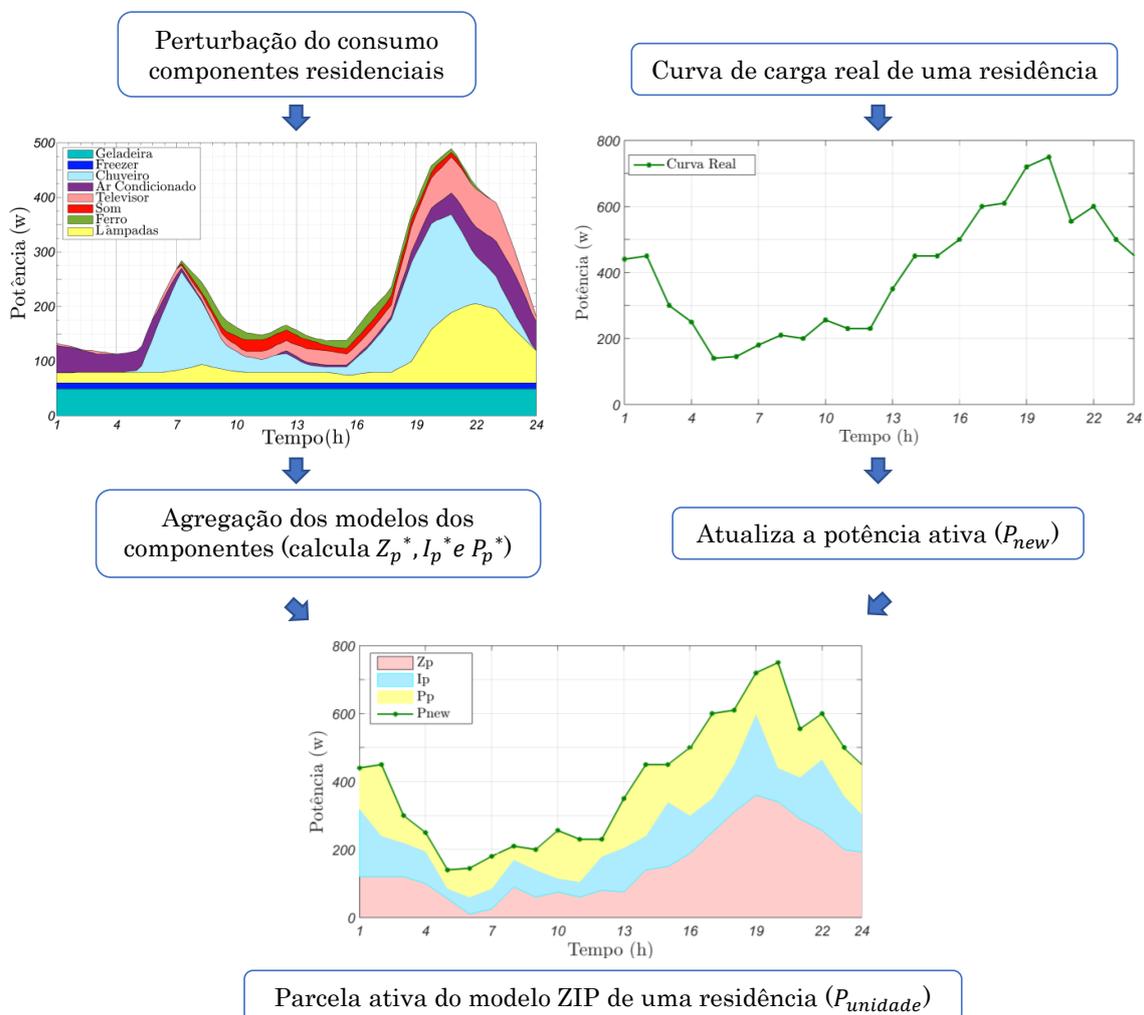


Figura 3.7: Exemplo da modelagem de uma residência.

A agregação dos modelos dos componentes é usada para calcular os coeficientes ZIP (Z_p^* , I_p^* , P_p^*), os quais por sua vez determinam a composição equivalente da residência.

Para favorecer a compreensão, no último desenho é mostrado em colorido a composição equivalente de impedância Z_p^* , corrente I_p^* e potência P_p^* . Por outro lado, a potência nominal de uma residência real P_{new} é empregada para incluir comportamentos de consumo de uma residência real. Essa curva é extraída aleatoriamente da campanha de medição da CEMIG.

Finalmente o modelo da unidade consumidora é formulado pelas Equações 3.9a e 3.9b, sujeito às Equações 3.10a e 3.10b.

$$P_{unidade} = P_{new} \left[Z_p^* \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_p^* \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_p^* \right] \quad (3.9a)$$

$$Q_{unidade} = Q_{new} \left[Z_q^* \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_q^* \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_q^* \right] \quad (3.9b)$$

$$Z_p^* + I_p^* + P_p^* = 1 \quad (3.10a)$$

$$Z_q^* + I_q^* + P_q^* = 1 \quad (3.10b)$$

Exemplo de Agregação de Modelos ZIP

O procedimento de agregação de componentes é avaliado no circuito da Figura 3.8, onde dos componentes: $Comp_1$ e $Comp_2$, têm modelos ZIP conhecidos conforme a Tabela 3.1. Como resultado da agregação é obtido o modelo equivalente Add , o qual é avaliado na faixa de tensão de 0.7 a 1.2 p.u., dessa forma, é possível comparar seu comportamento em relação às duas cargas. Na Figura 3.9b demonstra-se que o cálculo de perda técnica é inalterado.

Tabela 3.1: Modelos ZIPs do circuito exemplo 3.8.

Modelo ZIP	Potência Ativa P				Potência Reativa Q			
	P_o	Z_p	I_p	P_p	Q_o	Z_q	I_q	P_q
$Comp_1$	0.5	0.2	0.2	0.6	0.2	0.1	-1.5	2.4
$Comp_2$	0.25	0.5	0	0.5	0.066	1	0	0
Add	0.75	0.3	0.133	0.566	0.266	0.325	-1.125	1.8

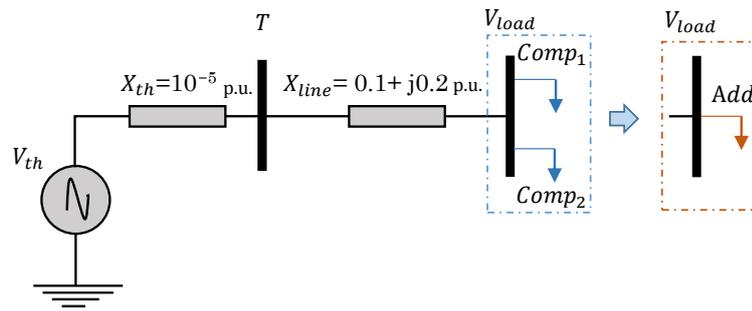


Figura 3.8: Circuito exemplo para a agregação de modelos ZIP ($S_{base} = 3.3MVA$ e $V_{base} = 7.96KV$).

Na Figura 3.9a observa-se que, a potência do modelo equivalente *Add* é uma agregação das potências dos modelos *Comp₁* e *Comp₂*, conforme a Equação 3.5d. No entanto, na Figura 3.9b o cálculo da perda técnica é semelhante ao modelo Potência constante da Figura 2.3, o qual, é coerente com os coeficientes ZIP calculados do modelo *Add*.

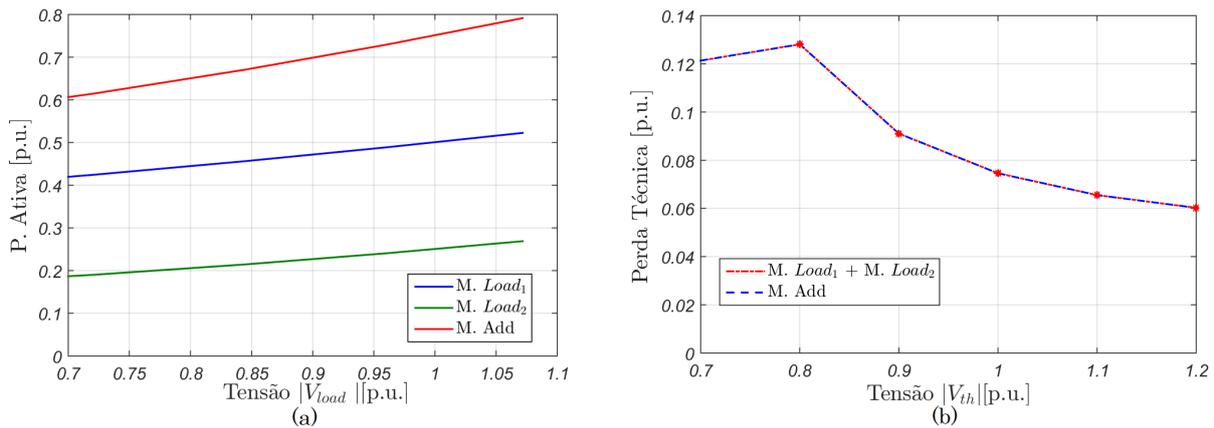


Figura 3.9: Agregação de modelos de carga (a) Potência ativa (b) Perdas técnicas.

3.4 Modelo ZIP Equivalente do Barramento

O modelo ZIP equivalente do barramento obtém-se da agregação dos modelos ZIP pertencentes às unidades residenciais ou comerciais ligadas no barramento. O procedimento de agregação das unidades consumidoras é o mesmo exposto anteriormente para a agregação de modelos ZIP dos componentes e o mesmo deve ser executado em cada hora do dia.

De maneira ilustrativa na Figura 3.10 é apresentada a modelagem de um barramento, o qual fornece energia para três unidades consumidoras (uma residência, um

supermercado e uma carpintaria). A agregação dos modelos ZIP das unidades permite obter o modelo ZIP equivalente do barramento P_{barra} da hora correspondente.

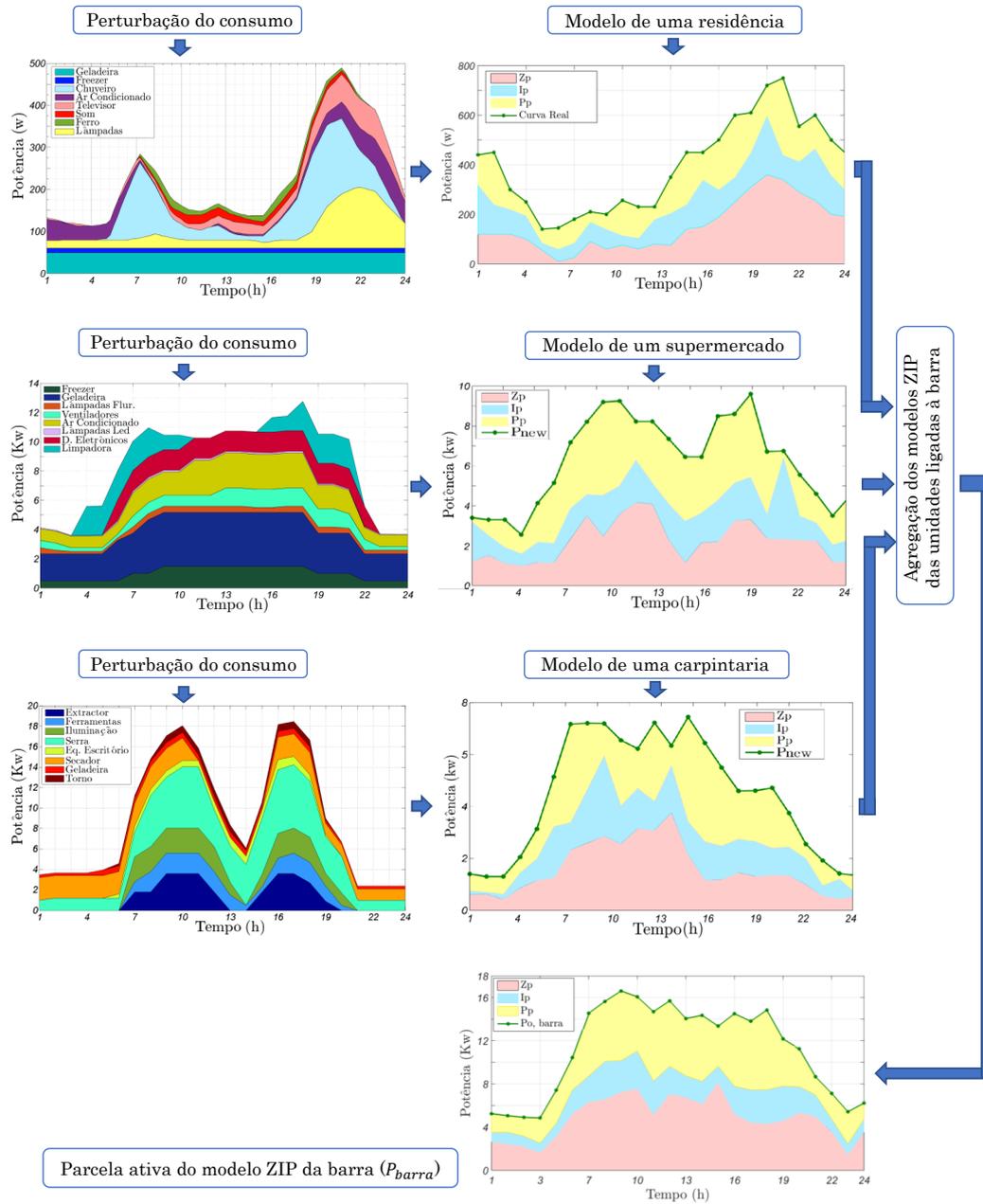


Figura 3.10: Exemplo ilustrativo da modelagem de um barramento.

Para L unidades consumidoras ligadas a um mesmo barramento, o modelo ZIP equivalente de potência ativa é determinado pela Equação 3.11 e sujeito à Equação 3.13. A agregação de unidades consumidoras é realizada da mesma maneira que a agregação de componentes exposta na seção anterior, neste caso, $P_n = P_{unidade}$ e $P_{barra} = P_t$.

$$P_{barra} = \sum_{k=1}^L P_{new,k} \left[Z_{p,k}^* \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_{p,k}^* \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_{p,k}^* \right] \quad (3.11)$$

Sendo que:

$$P_{barra} = P_{o,barra} \left[Z_{p,barra} \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + I_{p,barra} \left(\frac{V}{V_o} \right) + P_{p,barra} \right] \quad (3.12)$$

$$Z_{p,barra} + I_{p,barra} + P_{p,barra} = 1 \quad (3.13)$$

3.5 Aplicação da metodologia de modelagem

Em cada barramento de um sistema de distribuição de energia, deve ser executada a metodologia da modelagem de cargas, a qual se encontra dividida em duas partes: (i) o algoritmo de geração de unidades consumidoras do barramento apresentado no Algoritmo 1, e (ii) o algoritmo de agregação de modelos ZIP apresentado no Algoritmo 2.

Como resultado da metodologia obtém-se o modelo do barramento para cada hora h do dia. O modelo ZIP da parcela ativa é definido pelos seguintes parâmetros: $P_{o,barra}^h$, $Z_{p,barra}^h$, $I_{p,barra}^h$ e $P_{p,barra}^h$. Assim, para a parcela reativa o modelo ZIP é definido por: $Q_{o,barra}^h$, $Z_{q,barra}^h$, $I_{q,barra}^h$, $P_{q,barra}^h$, sendo que, $h = \{1, 2, 3, \dots, 24\}$. Após de executar o Algoritmo 2 se obtêm 24 modelos ZIP que apresentam a carga do barramento.

Os sistemas de distribuição de energia do Brasil devem operar em níveis de tensão adequados para garantir a qualidade do serviço. Nesse sentido, a ANEEL define a classificação dos níveis de tensão em conformidade com a Tabela 3.2 (ANEEL, 2010).

Tabela 3.2: Classificação dos níveis de tensão para sistemas de distribuição primários.

Classificação	Faixa de Tensão
Adequada	$0.93 \text{ p.u.} \leq V \leq 1.05 \text{ p.u.}$
Precária	$0.90 \text{ p.u.} < V < 0.93 \text{ p.u.}$
Crítica	$V < 0.90 \text{ p.u.}$ ou $V > 1.05 \text{ p.u.}$

Algoritmo 1: Geração de unidades consumidoras do barramento.**Dados:** Potência do barramento (S);Base de dados dos componentes das unidades (BD);Probabilidade de criar uma unidade residencial ($Prob_{resid}$);**Resultado:** Potência dos componentes (S_{comp});Quantidade de unidades ligadas ao barramento (t);Lista da classe das unidades (L_{class});

```

1  $L_{class} \leftarrow$  Inicializa lista vazia;
2  $S_o \leftarrow$  Inicializa a Potência;
3  $t \leftarrow 1$ ;
4  $Horas \leftarrow 24$ ;
5 enquanto  $S_o < S$  faça
6    $y \leftarrow$  valor aleatorio ( $0 \leq rand \leq 1$ );
7   se  $y \leq Prob_{resid}$  então
8      $L_{class}(t) \leftarrow$  Insere classe residencial ( $BD$ );
9   senão
10     $L_{class}(t) \leftarrow$  Insere classe comercial ( $BD$ );
11  fim
12   $S_{comp}(t) \leftarrow$  Perturba potência dos componentes ( $L_{class}(t), BD$ );
13   $S_{load}(t) \leftarrow$  Potência média do dia ( $S_{comp}(t), Horas$ );
14   $S_o \leftarrow$  Atualiza potência ( $S_{load}(t)$ );
15   $t \leftarrow t + 1$ ;
16 fim

```

A metodologia da modelagem de carga deve respeitar os níveis de tensão adequados da Tabela 3.2. Assim, os Algoritmos 1 e 2 devem ser executados em cada barramento do SDEE, e logo após, deve ser calculado o fluxo de potência para verificar a factibilidade dos modelos de carga construídos, isto é, convergência do cálculo e tensões de operação adequadas. Se os modelos de cargas não forem factíveis, o fator de utilização u deve ser modificado para evitar o sobrecarregamento dos barramentos e propiciar a convergência do fluxo de potência. Daí, a importância do fator de utilização u para que a metodologia da modelagem de carga seja aplicável em diversos SDEE.

A metodologia da modelagem de carga é usada para gerar uma função de *Benchmarking*, na qual, se conhece a solução exata das perdas técnicas ($Loss_{ref}$) de um sistema de distribuição em função de modelos de carga ZIP conhecidos.

Algoritmo 2: Modelo ZIP do barramento (Agregação de modelos ZIP)**Dados:** Base de dados dos componentes de carga (BD);Potência dos componentes (S_{comp});Quantidade de unidades ligadas ao barramento (t);Lista da classe das unidades (L_{class});**Resultado:** Modelo ZIP do barramento $(P_{o,barra}^h, Z_{p,barra}^h, I_{p,barra}^h, P_{p,barra}^h, Q_{o,barra}^h, Z_{q,barra}^h, I_{q,barra}^h, P_{q,barra}^h);$ 1 $i \leftarrow 1;$ 2 $h \leftarrow 1;$ 3 $Horas \leftarrow 24;$ 4 **para** $h \leq Horas$ **faça**5 **para** $i \leq t$ **faça**6 $F_p(i,h) \leftarrow$ Fator potência da unidade ($S_{comp}(i,h)$);7 $Z_p^*(i,h), I_p^*(i,h), P_p^*(i,h) \leftarrow$ ZIPs ativos da unidade ($S_{comp}(i,h), (BD)$);8 $Z_q^*(i,h), I_q^*(i,h), P_q^*(i,h) \leftarrow$ ZIPs reativos da unidade ($S_{comp}(i,h), (BD)$);9 **se** $L_{class}(i) ==$ residencial **então**10 $P_{real}(i,h) \leftarrow$ Curva de carga real residencial (BD);11 **senão**12 $P_{real}(i,h) \leftarrow$ Curva de carga real comercial (BD);13 **fim**14 $P_o^*(i,h) \leftarrow$ Potência ativa da unidade ($P_{real}(i,h), u$);15 $Q_o^*(i,h) \leftarrow$ Potência reativa da unidade ($P_o^*(i,h), F_p(i,h)$);16 $i \leftarrow i + 1;$ 17 **fim**18 $P_{o,barra}^h \leftarrow$ Potência ativa do barramento ($P_o^*(i,h)$);19 $Z_{p,barra}^h, I_{p,barra}^h, P_{p,barra}^h \leftarrow$ ZIPs ativos da barra ($Z_p^*(i,h), I_p^*(i,h), P_p^*(i,h), P_{o,barra}^h$);20 $Q_{o,barra}^h \leftarrow$ Potência reativa do barramento ($Q_o^*(i,h)$);21 $Z_{q,barra}^h, I_{q,barra}^h, P_{q,barra}^h \leftarrow$ ZIPs reativos da barra ($Z_q^*(i,h), I_q^*(i,h), P_q^*(i,h), Q_{o,barra}^h$);22 $h \leftarrow h + 1;$ 23 **fim**

3.6 O software OpenDSS

Características Gerais

O software *OpenDSS* é implementado em duas versões. Primeiramente como um programa executável autônomo, e a segunda como uma versão servidor de *Dynamic Link Library* (DLL), a qual dispõe da interface *Component Object Model* (COM) da *Microsoft* (MS) para permitir que os usuários manipulem as características do sistema. Tal

interface permite que o usuário possa escrever os arquivos DLLs por meio de outra linguagem de programação como Python, MatLab, Visual Basic for Applications (VBA) do Office, dentre outras.

A estrutura do *OpenDSS* é mostrada na Figura 3.11, na interface COM pode-se desenvolver simulações, assim como, modificar os arquivos DLLs de um *Script* já compilado. Além disso, os resultados de simulação podem ser gerenciados e exportados por meio dessa interface.

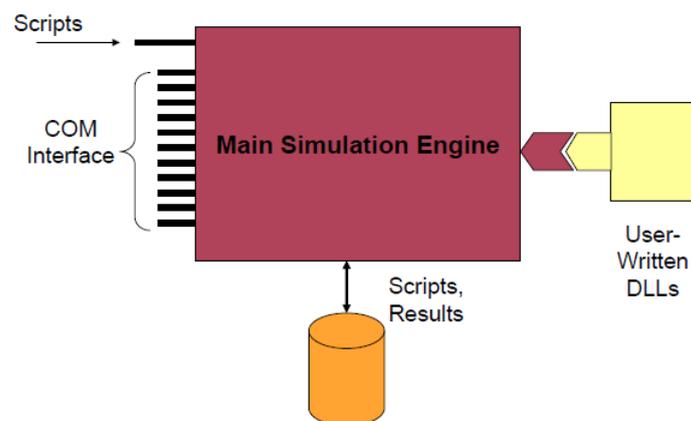


Figura 3.11: Estrutura do software *OpenDSS*. Retirada de (Dugan, 2016)

Simulações de transitórios eletromagnéticos (domínio do tempo) não são permitidos no *OpenDSS*. Todas as análises são executadas no domínio da frequência (isto é, estado estacionário senoidal, mas não limitado a 60 Hz), atualmente são permitidas as análises de:

- Fluxo de potência (instantâneo, diário, anual)
- Estudos de falhas (curto circuito).
- Análise de harmônicos (especificando o harmônico e a sequência).
- Transitórios eletromecânicos.

Dois métodos de solução podem ser executados: o Normal e o Newton, sendo padrão o método Normal (também chamado Varredura). Os principais passos do algoritmo de fluxo de potência do *OpenDSS* são (Dugan, 2016):

1. Calculam-se valores próximos da solução para as tensões nodais;

2. Calculam-se as correntes injetadas e as correntes de compensação;
3. O *KLU* resolve calcula as tensões nodais da próxima iteração;
4. Repetem-se os itens 2 e 3 até que erro nas tensões nodais seja inferior a 0,0001 p.u.

Características dos Elementos

No *OpenDSS*, cada elemento do circuito é representado por sua matriz de admitância nodal “primitiva” Y_{prim} , e cada matriz primitiva contribui para formar a matriz de admitância Y do circuito todo. Na Figura 3.12 é ilustrado o esquema de iteração do software. No trabalho de (de Freitas, 2015) são detalhadas as matrizes de admitâncias nodais de cada elemento.

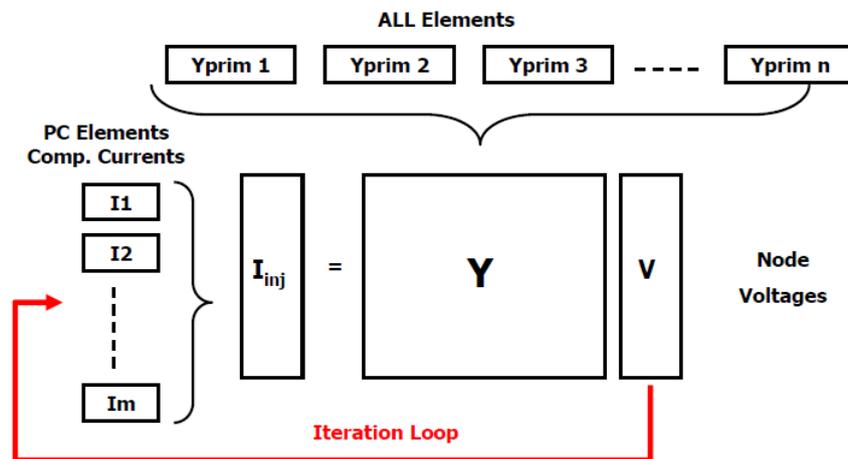


Figura 3.12: Iteração do *OpenDSS*. Retirada de (Dugan, 2016)

Os elementos de conversão de energia (*PC Elements*) como cargas e geradores têm comportamento não linear, motivo pelo qual, esses elementos são modelados por seu equivalente de Norton, ou melhor, por sua matriz Y_{prim} e uma corrente de compensação ou injeção I_{inj} para compensar a parcela não linear, de tal forma que o elemento possa ser linearizado. Isto é ilustrado na Figura 3.13.

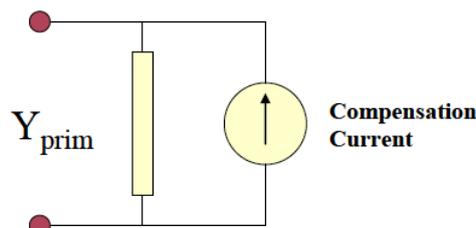


Figura 3.13: Modelo de corrente de compensação para elementos PC. Retirada de (Dugan, 2016)

Modelagem da Carga no OpenDSS

No *OpenDSS* as cargas são classificadas em 8 modelos, entre lineares ou não lineares. É evidente que o modelo ZIP é um modelo quadrático, de modo que, o software representa a carga mediante seu equivalente de Norton como é ilustrado na Figura 3.13. Conforme mencionado na subseção anterior, o *OpenDSS* faz uso de uma corrente de compensação para linearizar a carga. De igual modo, a tensão do curto-circuito deve ser informada quando se define o modelo ZIP, neste caso, foi definida como $V_{cut-off} = 0.5 p.u.$

O *OpenDSS* estipula uma faixa de tensão na qual é aplicado o modelo de carga estabelecido pelo usuário, a faixa é definida por um valor mínimo V_{minpu} e um valor máximo V_{maxpu} , fora daquela faixa de tensão a carga é modelada como impedância constante, isto, é feito na tentativa de se garantir a convergência do algoritmo especialmente quando a tensão é reduzida. Por outro lado, entre 0 e V_{minpu} é especificada a tensão de “transição” V_{lowpu} com o propósito de fazer um escalonamento dos modelos de impedância. A Figura 3.14 ilustra esse procedimento para o caso do modelo padrão de potência constante.

Assim, no intervalo de 0 a V_{lowpu} a derivada da reta define o valor da impedância, a qual é calculada pelo *OpenDSS* simulando a carga como se fosse exatamente modelo de impedância constante. Entretanto, a inclinação (impedância) entre V_{lowpu} e V_{minpu} é obtida a partir da reta traçada entre esses pontos.

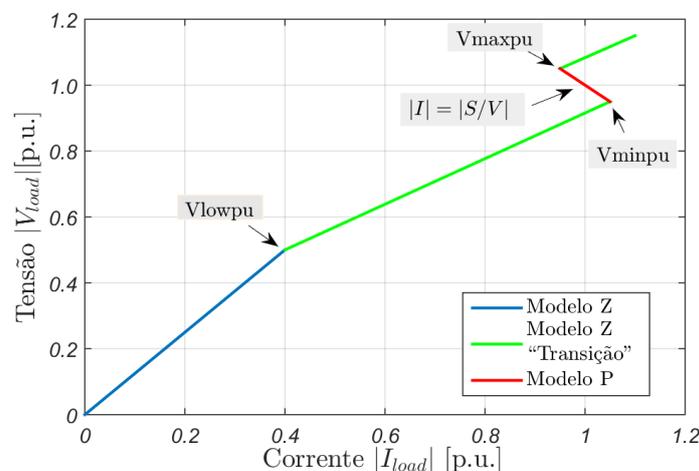


Figura 3.14: Modificação do modelo de carga para manter a convergência do fluxo de potência. Adaptada de (Dugan, 2016)

3.7 Conclusão

Inicialmente, esse capítulo apresentou a descrição da metodologia empregada para a modelagem de cargas. Esta metodologia integra dados experimentais e da literatura, pelo que, pode ser definida como uma metodologia de modelagem híbrida. Igualmente, foi demonstrado que o procedimento de agregação de modelos de carga ZIP é válido, uma vez que consegue obter o modelo equivalente dos modelos agregados.

Deve-se observar que os coeficientes de cada componente de carga podem variar com o ano de fabricação e com o fabricante. Assim, é importante a atualização dos coeficientes ZIP (Chairman, 1993) e (FEEC e UNICAMP, 2011).

Em seguida, foram descritas as principais características do software *OpenDSS*, mais especificamente, o funcionamento e capacidades do software, e também, a modelagem da carga. Por fim, são expostas as condições de operação que devem ser respeitadas no sistema de distribuição avaliado.

Metodologia: Otimização

Este capítulo tem como objetivo descrever os principais aspectos da metodologia de otimização desenvolvida neste trabalho. Inicialmente, uma descrição geral é realizada e, logo após, é apresentado o algoritmo genético projetado para solucionar o problema da modelagem de carga com o objetivo de minimizar o erro quadrático do cálculo das perdas técnicas de um sistema de distribuição de energia. Para formular o problema de otimização é necessário executar a metodologia da modelagem de carga descrita no capítulo 3 com o objetivo de gerar a função de *Benchmarking* ($Loss_{ref}$).

4.1 Descrição Geral da Metodologia

A Figura 4.1 apresenta a metodologia de otimização desenvolvida neste trabalho. O algoritmo é baseado no acoplamento de um Algoritmo Genético (AG) com o software *OpenDSS*. A interação do *OpenDSS* e o AG se realizou mediante a interface *Component Object Model* (COM) e o servidor ActiveX do MatLab (versão 2014a), onde foi desenvolvido o AG.

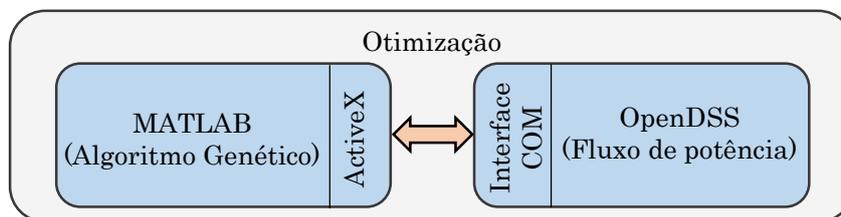


Figura 4.1: Estrutura funcional da metodologia de otimização.

A precisão do cálculo de perdas técnicas em um SDEE normalmente é determinada usando a técnica de mínimos quadrados. Sua formulação matemática é apresentada nas Equações (4.1) e (4.2). As Equações (4.2) estabelecem a composição do modelo de carga ZIP para a potência ativa e reativa, de acordo com o exposto em 2.3.

A partir de um modelo de carga conhecido, ele pode ser utilizado como referência para o cálculo das perdas técnicas ($Loss_{ref}$) de um SDEE. Dessa forma, o problema de otimização é formulado como a minimização do erro quadrático entre a perda técnica simulada ($Loss_{simulada}$) e a perda técnica de referência ($Loss_{ref}$), sendo que, a perda técnica simulada ($Loss_{simulada}$) é produto do modelo de carga gerado pelo AG.

$$\text{Minimizar: } \Delta Loss (ZIP)^h = [Loss_{simulada} (ZIP)^h - Loss_{ref}^h]^2 \quad (4.1)$$

$$\text{sujeito a: } \begin{cases} Z_p + I_p + P_p = 1 \\ Z_q + I_q + P_q = 1 \end{cases} \quad (4.2)$$

De maneira geral, o AG proporciona uma “solução candidata” ao problema de modelagem da carga para cada hora h do dia, isto é, os coeficientes ZIP que determinam as proporções de Impedância, Corrente e Potência constante da carga. O *OpenDSS*, por sua vez, é o responsável por calcular o fluxo de potência e perdas técnicas em função daquela solução candidata. Maiores detalhes da metodologia de otimização são apresentados a seguir.

4.2 Introdução aos Algoritmos Genéticos

A fundamentação teórica do algoritmo genético é inspirada no conceito da evolução das espécies, em que, o indivíduo mais adaptado ao ambiente apresenta maior probabilidade de transmitir suas características genéticas à futura geração. O algoritmo genético possui extensa aplicação na área da engenharia elétrica como é exibido nos trabalhos de (Leite, 2014) e (da Silva Castro, 2016), nos quais, são necessárias adaptações do algoritmo genético clássico para solucionar um problema em particular.

A estrutura funcional do algoritmo genético clássico é apresentada no fluxograma da Figura 4.2. Primeiramente, um determinado número de indivíduos é criado de maneira aleatória para compor a população inicial, em seguida, tais indivíduos são avaliados. O procedimento de avaliação consiste em atribuir um valor de aptidão, ou também chamado *fitness*. Imediatamente o critério de parada é verificado, caso seja atingido o algoritmo é finalizado, senão, o processo evolutivo dos indivíduos é

realizado. O critério de parada pode ser um número máximo de gerações transcorridas, tempo de processamento, número de indivíduos avaliados ou estabilização do processo evolutivo.

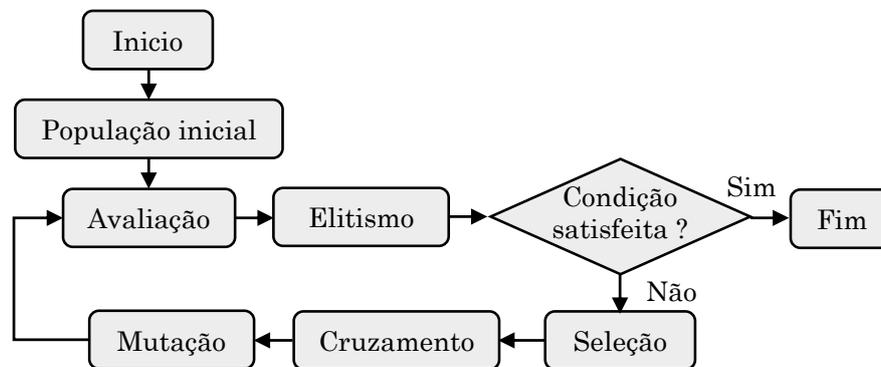


Figura 4.2: Fluxograma do Algoritmo Genético Clássico.

A partir daí, o processo evolutivo dos indivíduos é feito de maneira estocástica, utilizando mecanismo de seleção, cruzamento e mutação. O primeiro deles é responsável por selecionar alguns indivíduos da população para efetuar as operações genéticas de cruzamento e mutação. O critério de seleção é realizado em conformidade com a *fitness* de cada indivíduo. Um fator de aleatoriedade no mecanismo de seleção pode ser incluído, dado que, operações genéticas em indivíduos com baixa *fitness* podem beneficiar a diversidade genética da geração seguinte (Goldberg, 1989).

A etapa de cruzamento é encarregada de combinar as características dos indivíduos selecionados, levando assim, à criação de novos indivíduos, comumente chamados “filhos”. Por último, na etapa de mutação são introduzidas novas informações genéticas aos “filhos”, as novas informações são alterações aleatórias nas características de alguns indivíduos.

Após das operações genéticas de cruzamento e mutação, a nova população precisa ser avaliada para conhecer a qualidade dos seus indivíduos. Assim, o processo evolutivo é desenvolvido ao longo das gerações, em busca de um melhor indivíduo que ao final representa a melhor solução atingida para o problema em questão. Para aprofundar sobre o algoritmo genético se recomendam os trabalhos do (Coello et al., 2007) e (Goldberg, 1989).

4.3 Algoritmo Genético Proposto para o Problema da Modelagem de Cargas

O algoritmo genético proposto para solucionar o problema da modelagem de carga em SDEE é apresentado na Figura 4.3, as particularidades em cada um dos módulos são expostas nas subseções posteriores.

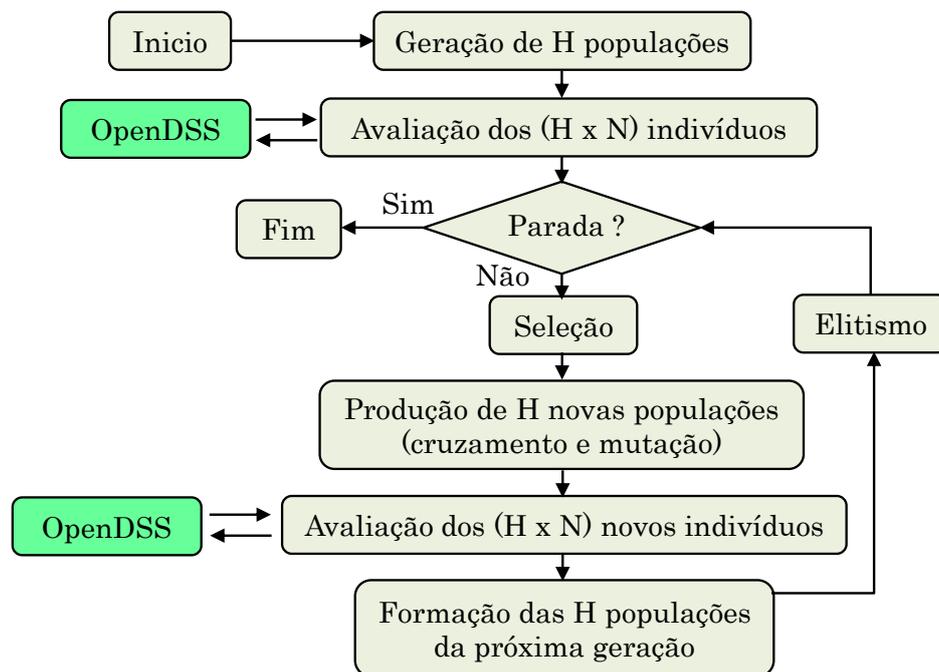


Figura 4.3: Fluxograma do algoritmo genético para o problema de modelagem de carga

De maneira geral, um indivíduo é uma solução candidata que determina as proporções de Impedância, Corrente e Potência constante da potência ativa e reativa da carga para apenas uma hora do dia, assim, para cada hora é estipulada uma população de N indivíduos, por conseguinte, $H = 24$ populações são consideradas. Já, o *OpenDSS* é o responsável por calcular o fluxo de potência para todos os indivíduos de cada população, assim, uma *fitness* é atribuída para cada indivíduo de acordo com a perda técnica do sistema distribuição. Maiores detalhes sobre o cálculo de perda técnica são apresentados na Subseção 4.3.3.

Em seguida, o critério de parada é verificado, sendo adotado o máximo de gerações do processo evolutivo. O operador de cruzamento basicamente é uma combinação linear de dois indivíduos de uma mesma população, essa combinação apresenta uma vantagem no tratamento da restrição da Equação (4.2). Entretanto, o operador de

mutação consiste em alterações aleatórias do indivíduo conforme se expõe na subseção 4.4. Por fim, os novos ($H \times N$) indivíduos são avaliados e incluídos com sua respectiva população.

De fato, os operadores genéticos são processos estocásticos, em consequência disso, eles não garantem a melhoria do seus indivíduos produzidos, motivo pelo qual, cada população é formada a partir dos N melhores indivíduos escolhidos entre seus N indivíduos pais e N indivíduos filhos correspondentes. Finalmente, o módulo do Elitismo se encarrega de armazenar o melhor indivíduo de cada população.

No final do processo evolutivo, é obtido um conjunto formado pelos melhores $H = 24$ indivíduos que representam as soluções ao problema da modelagem de carga para cada hora h do dia.

4.3.1 Modelos de Carga de Referência

Nessa seção, é apresentado o procedimento que deve ser realizado sobre o SDEE fornecido ao algoritmo de otimização para garantir seu correto funcionamento.

Primeiramente, os Algoritmos 1 e 2 de modelagem de carga devem ser executados em cada barramento com carga do SDEE. Sendo necessárias as informações de: potência complexa do barramento (S) e a probabilidade de criação de unidades consumidoras da classe residencial ($Prob_{resid}$), o tipo de probabilidade é clássica. Depois de executar os algoritmos em todos os barramentos, é preciso avaliar o SDEE conforme os modelos de carga gerados, para o qual, é necessário executar o fluxo de potência e verificar as seguintes condições:

- Convergência do Fluxo de Potência no software *OpenDSS*.
- Atendimento às restrições técnicas operativas, em conformidade com o explicado na subseção 3.5 e na Tabela 3.2.

Após verificadas as condições anteriores, é possível dizer que o SDEE tem carregamento factível, mas não realista porque não leva em consideração as perdas não técnicas. Desse modo, obtém-se as perdas técnicas de referência $Loss_{ref}$ a cada hora, a qual servirá como referência no problema de otimização, mas também, para a avaliação do modelo de carga padronizado pela ANEEL. Finalmente, para ter uma amostra maior do SDEE cada sistema é simulado D dias.

4.3.2 Representação dos Indivíduos

Conforme a formulação do problema, um indivíduo X é formado por $I = 6$ variáveis de decisão, três delas representam os coeficientes ZIP da parcela ativa e as outras três representam os coeficientes ZIP da parcela reativa. Empregou-se a codificação real para a representação do indivíduo, da mesma forma, o espaço de busca é definido como: $X_{min} \leq X_i \leq X_{max}$ para $i = \{1,2,3,\dots,I\}$, em que, $X_{min} = -5.0$ e $X_{max} = 5.0$, de acordo com o sugerido por (Ranade et al., 2001).

A Figura 4.4 ilustra a formação das $H = 24$ populações, em que, cada uma delas é composta por N indivíduos e cada cor identifica aqueles indivíduos da população h , por tanto, $h = \{1,2,3,\dots,H\}$.

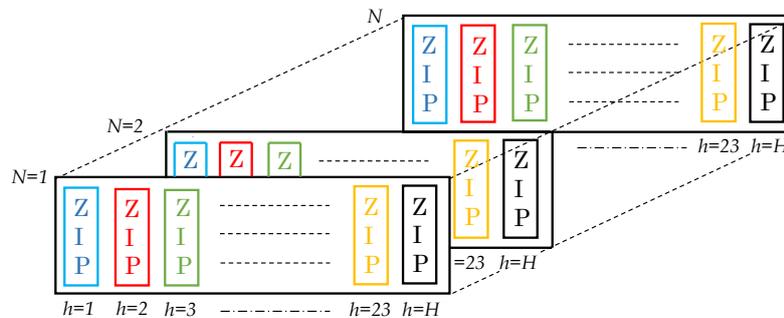


Figura 4.4: População

A geração dos indivíduos iniciais é feita de forma que as restrições de composição do modelo de carga ZIP sejam satisfeitas, isto é, as Equações 4.2. Além disso, alguns indivíduos da geração inicial foram criados de forma tendenciosa ao modelo ZIP padronizado pela ANEEL, o qual é especificado na subseção 1.3.

4.3.3 Avaliação do Indivíduo

A função objetivo F_h é definida na Equação 4.3. Ela é usada para calcular o erro quadrático médio entre a perda técnica de potência referência ($Loss_{ref}$) e a perda técnica do indivíduo ($Loss_X$) para o conjunto de D dias em uma determinada hora específica h .

$$F_h(X) = \frac{1}{D} \sum_{d=1}^D \left(Loss_{ref}^{d,h} - Loss_X^{d,h} \right)^2. \quad (4.3)$$

Entretanto, a perda técnica do SDEE correspondente a um indivíduo ($Loss_X$) é calculada conforme a Equação 4.4, em que N_b representa o conjunto de nós do sistema de distribuição e os termos R_{ij} e Z_{ij} representam respectivamente a resistência e impedância da aresta correspondente entre os nós adjacentes i e j . Destaque-se que, a perda técnica é determinada pelo módulo da tensão.

$$Loss_X = \sum_{i \in N_b} \sum_{j \in N_b} (|V_i(X)| - |V_j(X)|)^2 \cdot \frac{R_{ij}}{|Z_{ij}|^2} \quad (4.4)$$

Além disso, o indivíduo deve satisfazer a restrição técnica operativa para o fornecimento de energia no Brasil, definida como “Adequada” na Tabela 3.2. Assim, o indivíduo deve satisfazer as restrições estabelecidas nas Equações 4.5a e 4.5b para qualquer barramento r com carga presente, sendo que, $r \in N_f$, e $N_f \subseteq N_b$. Sendo que, N_f define o conjunto de barramentos com carga presente e V_{ref} é considerado 1 p.u.

$$g'_1 = 0.93 |V_{ref}| - |V_r(X)| \leq 0 \quad \forall r \in N_f \quad (4.5a)$$

$$g'_2 = |V_r(X)| - 1.05 |V_{ref}| \leq 0 \quad \forall r \in N_f \quad (4.5b)$$

Assim, o valor da *fitness* do individuo é determinado pela Equação 4.6, em que o parâmetro R determina um valor de penalidade em função do número de gerações ge avaliadas conforme a Equação 4.7, cujo comportamento é exposto na Figura 4.7a. O valor ge_{max} corresponde ao número máximo de gerações.

$$Fit_h(X) = F_h(X) + R \cdot \left[\sum_{r \in N_f} g'_{1+} + \sum_{r \in N_f} g'_{2+} \right] \quad (4.6)$$

$$R = \left(\frac{R_{max}}{ge_{max}^2} \right) \cdot ge^2 \quad (4.7)$$

Em que g'_{1+} e g'_{2+} são iguais a zero se os valores de g'_1 e g'_2 são menores ou iguais a zero. No caso em que $g'_1 > 0$ então $g'_{1+} = g'_1$, da mesma maneira se $g'_2 > 0$ então $g'_{2+} = g'_2$.

4.4 Seleção e Reprodução

O método de *Torneio* (Goldberg, 1989) foi desenvolvido para a seleção dos indivíduos que participarem no processo de cruzamento e mutação. O critério de seleção entre dois indivíduos é determinada pelo menor valor da *fitness* deles. Em cada população h é aplicado o método *Torneio* permitindo que um indivíduo seja selecionado no máximo duas vezes como se observa na Figura 4.5.

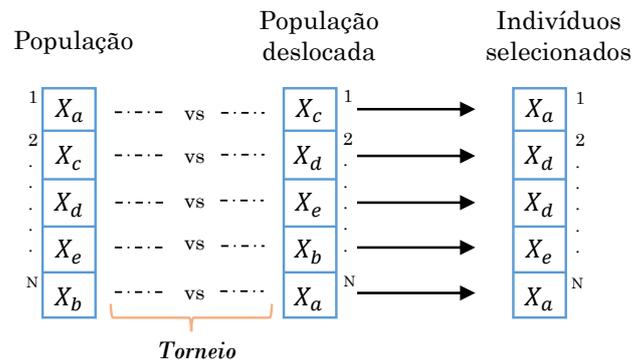


Figura 4.5: Seleção pelo método *Torneio*.

O cruzamento é uma combinação linear de dois indivíduos selecionados de uma mesma população h , definidos como $X_{h,a}$ e $X_{h,b}$, sabendo que, $a \neq b$ e podem tomar valores de 1 a N . Na Equação 4.8, o parâmetro α_{ge} estabelece a polarização do indivíduo $X_{h,a}$, o qual, apresenta melhor *fitness* que o indivíduo $X_{h,b}$.

$$X_{h,novo} = \alpha_{ge} \cdot X_{h,a} + (1 - \alpha_{ge}) \cdot X_{h,b}. \quad (4.8)$$

A polarização α_{ge} é definida na Equação 4.9, seu comportamento é linearmente proporcional ao passo das gerações transcorridas ge , isto, pode-se observar na Figura 4.7b. Destaca-se que, o método de cruzamento baseado na combinação linear de dois indivíduos satisfaz a restrição da Equação 4.2 no indivíduo gerado $X_{h,novo}$.

$$\alpha_{ge} = \alpha_{min} + \left(\frac{\alpha_{max} - \alpha_{min}}{ge_{max}} \right) ge. \quad (4.9)$$

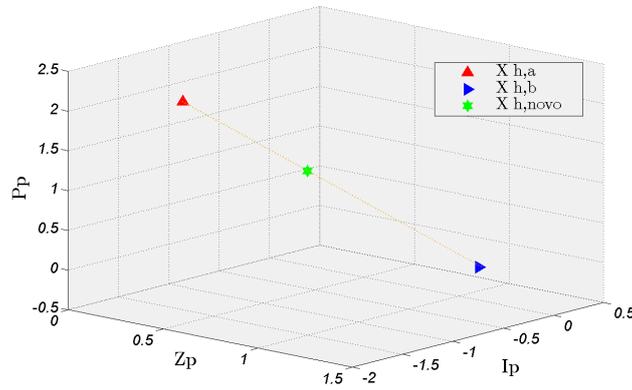


Figura 4.6: Cruzamento de indivíduos.

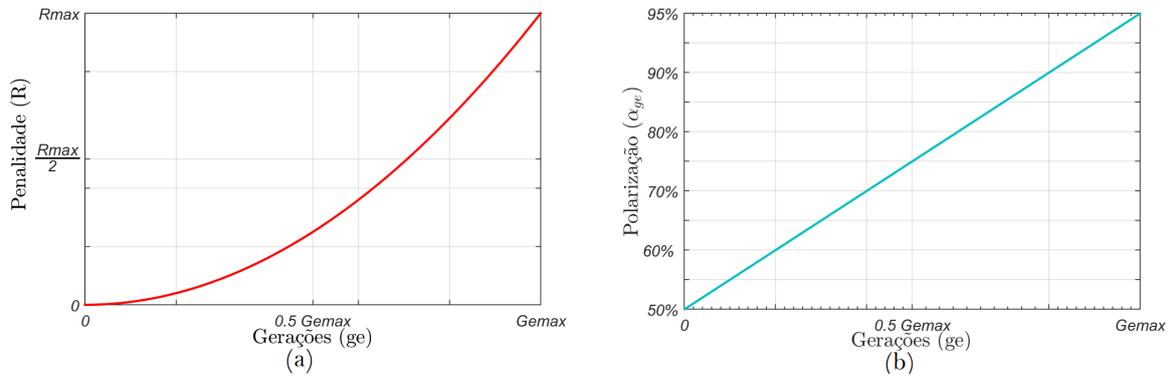


Figura 4.7: Características do AG (a) Penalidade (b) Polarização.

Em seguida, o indivíduo $X_{h,novo}$ é submetido ao processo de mutação ou não, de acordo com uma probabilidade definida a priori. O operador de mutação ρ é aplicado de maneira separada para a parcela ativa e reativa do indivíduo. Assim, para a parcela ativa o operador de mutação é definido como ρ_a e para a parcela reativa ρ_r . O operador de mutação ρ é calculado mediante a Equação 4.10. Por outro lado, no caso da parcela ativa, o operador ρ_a se aplica ao coeficiente da corrente I_p , e no caso da potência reativa o operador ρ_r é aplicado ao coeficiente de impedância Z_q . O valor de β é escolha aleatória definido entre $-1 \leq \beta \leq 1$.

$$\rho = 0,05 \cdot \beta \cdot [X_{max} - X_{min}]. \quad (4.10)$$

Para manter a factibilidade do individuo após o processo de mutação, isto é satisfazer a Equação 4.2, é preciso que o operador ρ_a seja inserido aleatoriamente em Z_p ou

P_p . De igual maneira, para a parcela de potência reativa o operador de mutação ρ_r é aplicado em Z_q e inserido aleatoriamente em I_q ou P_q . A mutação do indivíduo $X_{h,novo}$ é expressada na Equação 4.11.

$$X_{h,novo} = \begin{cases} (Z_p - \rho_a) + (I_p + \rho_a) + P_p = Z_{p,m} + I_{p,m} + P_{p,m} = 1 \\ (Z_q + \rho_r) + I_q + (P_q - \rho_r) = Z_{q,m} + I_{q,m} + P_{q,m} = 1 \end{cases} \quad (4.11)$$

Após o processo de mutação, o indivíduo mutado pode extrapolar o espaço das variáveis, para evitar essa extrapolação, o indivíduo é submetido à operação de “contorno”, que consiste em dividir os coeficientes ZIP pelo maior deles, isto é mostrado na Equação 4.12

$$X_{h,novo} = \begin{cases} (Z_{p,m} + I_{p,m} + P_{p,m}) / \max(Z_{p,m}, I_{p,m}, P_{p,m}) = 1 \\ (Z_{q,m} + I_{q,m} + P_{q,m}) / \max(Z_{q,m}, I_{q,m}, P_{q,m}) = 1 \end{cases} \quad (4.12)$$

4.5 Conclusão

Inicialmente, esse capítulo apresentou uma descrição geral da metodologia de otimização e, logo após, exibiu o algoritmo genético especialmente desenhado para solucionar o problema de modelagem de carga em sistemas de distribuição. Mais especificamente, alguns tópicos, como a forma de representação dos indivíduos e as operações de seleção, cruzamento e mutação implementadas foram apresentados.

No caso do processo de cruzamento, foi visto que ao longo das iterações esse processo atua como uma “busca local” no espaço entre os dois indivíduos submetidos no processo, com a vantagem de garantir que o indivíduo gerado $X_{h,novo}$ sempre seja factível. Entretanto, no caso da mutação, foi visto que é um operador de exploração no espaço de variáveis, entanto, o operador de mutação ρ deve ser controlado para evitar a extrapolação no espaço das variáveis.

Resultados: Sistemas de Distribuição de Energia

As metodologias de modelagem de carga e otimização foram aplicadas em três SDEEs com a finalidade de se verificar a qualidade de seus resultados. Tais sistemas de distribuição são bem conhecidos na literatura. Assim, para cada um deles são apresentados resultados de: i) perdas técnicas, ii) perfil de tensão, iii) modelos de carga ZIP e vi) função objetivo, nos quais, são considerados os modelos de carga de referência, o modelo ANEEL e os modelos otimizados. Cada um dos sistemas é avaliado com diferentes proporções de carregamento residencial CR e carregamento comercial CC .

É importante mencionar que os sistemas foram simulados no limite do fornecimento de energia adequada, mais precisamente quando a tensão em qualquer carga se aproxima de 0.93 p.u, isto foi possível usando o fator de utilização u já referido na subseção 3.4. Além disso, nos testes apresentados foram consideradas as configurações originais de cada sistema de distribuição.

Para cada SDEE são simulados $D = 50$ dias úteis e o AG foi executado 5 vezes, para $H = 24$ populações de $N = 10$ indivíduos e $ge_{max} = 20$ gerações. Após as 5 execuções, os H modelos otimizados foram retirados da melhor solução da população (hora) correspondente.

Os testes foram realizados em um computador com processador i7 de 3.40 GHz e memória RAM de 8,00 GB que executa a versão 64 bits do Windows 7. O algoritmo genético foi desenvolvido no MatLab versão 2014a e se utilizou a versão 7.6.5.37 do *OpenDSS*.

5.1 Sistema IEEE 33-Barras

O sistema de distribuição de 33 barramentos da *IEEE* é caracterizado por ter dois reguladores, um transformador, cargas desbalanceadas e condensadores em derivação, em "<http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>" estão disponíveis todas as informações desse sistema. Destaque-se a pequena dimensão desse sistema, com 33 barramentos, 37 arestas manobráveis e 68 cargas.

Esse sistema foi avaliado com diferentes porcentagens de carregamento da classe comercial e residencial. Assim, na Tabela 5.1 são apresentados os resultados da melhor, média e pior diferença entre o modelo de referência e o modelo ANEEL, bem como, entre o modelo referência e o modelo otimizado. A potência base considerada é 69 kVA. Além disso, os modelos de carga otimizados são expostos na Tabela 5.2.

5.1.1 Carregamento: 25% residencial e 75% comercial

O carregamento médio do sistema é apresentado na Figura 5.1a, assim, o fator de potência em cada hora é exposto na Figura 5.1b. Em consequência, as perdas técnicas médias e erros percentuais atingidos pelos modelos de carga são exibidas na Figura 5.2. Lembre-se que, as abreviações CR e CC, indicam carregamento residencial e carregamento comercial respectivamente.

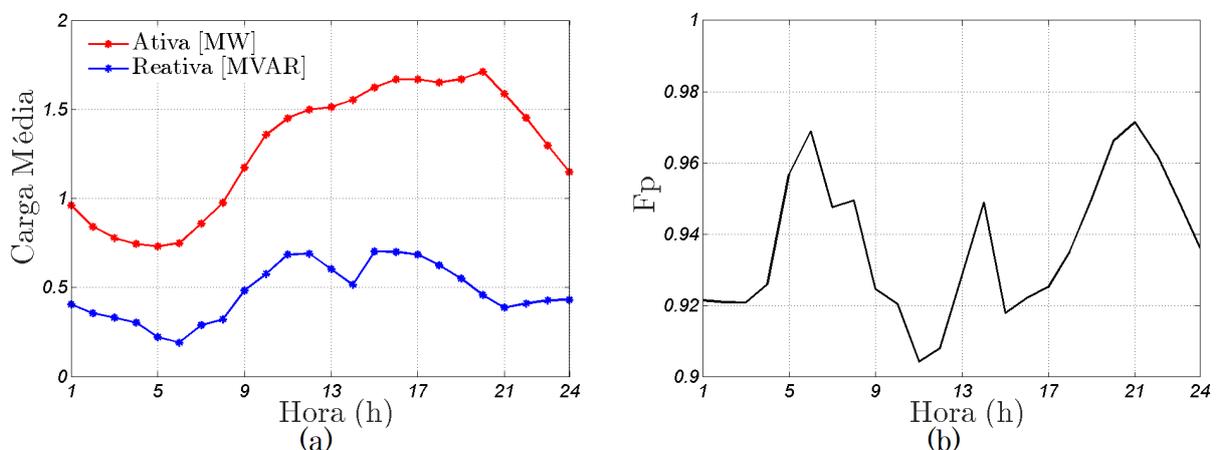


Figura 5.1: Sistema IEEE-33 com 25% CR e 75% CC. (a) Carga média (b) Fator de potência.

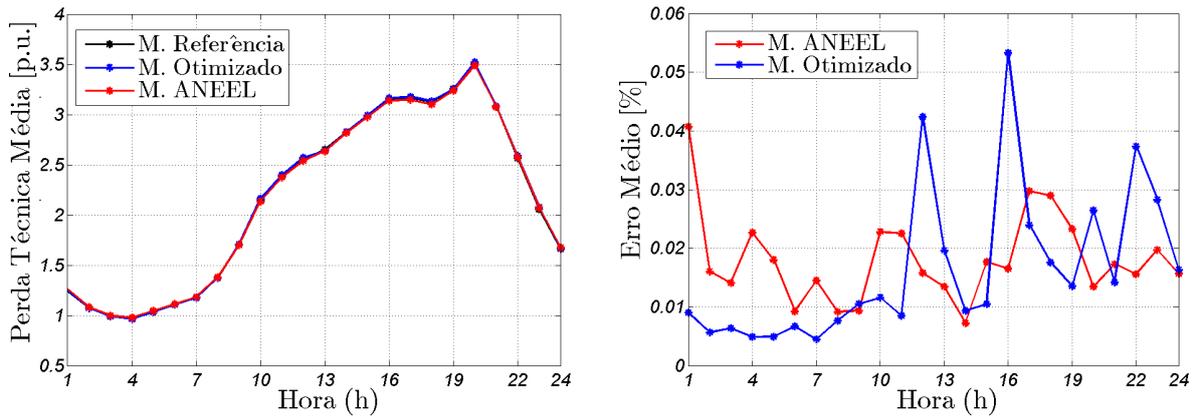


Figura 5.2: Perda Técnica média do sistema IEEE-33 com 25% CR e 75% CC.

Por outro lado, na Figura 5.3 é apresentado o perfil de tensão da Fase A em um horário de baixo carregamento. De igual modo, no horário de alto carregamento o perfil de tensão é exibido na Figura 5.4. Esses perfis de tensão correspondem ao nono dia.

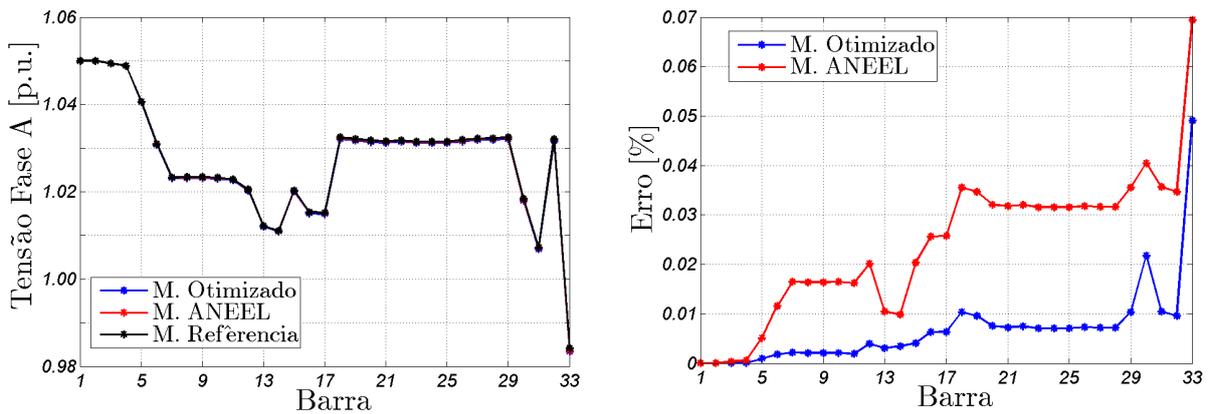


Figura 5.3: Perfil de tensão do sistema IEEE-33 com 25% CR e 75% CC às 9 horas

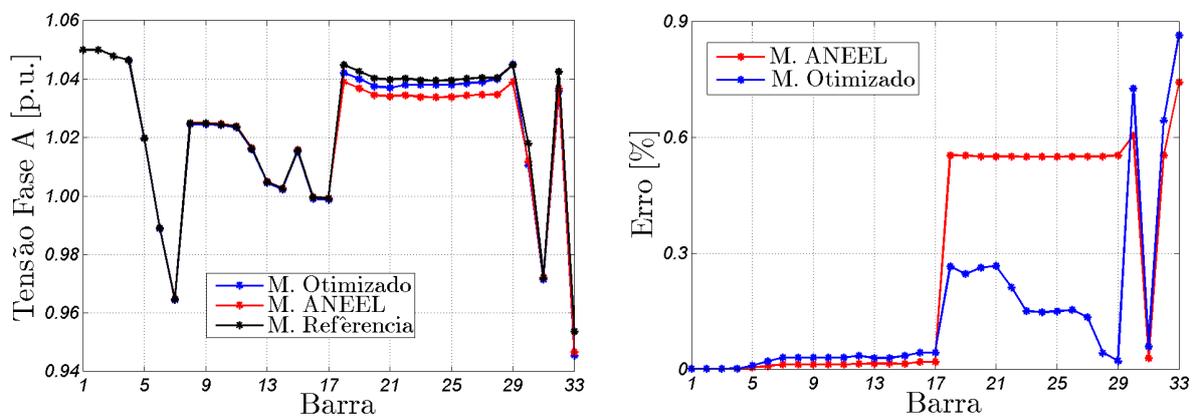


Figura 5.4: Perfil de tensão do sistema IEEE-33 com 25% CR e 75% CC às 18 horas

5.1.2 Carregamento: 50% residencial e 50% comercial

De igual forma, o sistema foi simulado com 50% residencial e 50% comercial, de modo que, na Figura 5.5a é apresentada a carga média do sistema, assim, o fator de potência em cada hora é exposto na Figura 5.5b. Deste modo, as perdas técnicas médias e erros percentuais atingidos pelos modelos de carga são exibidas nas Figuras 5.6.

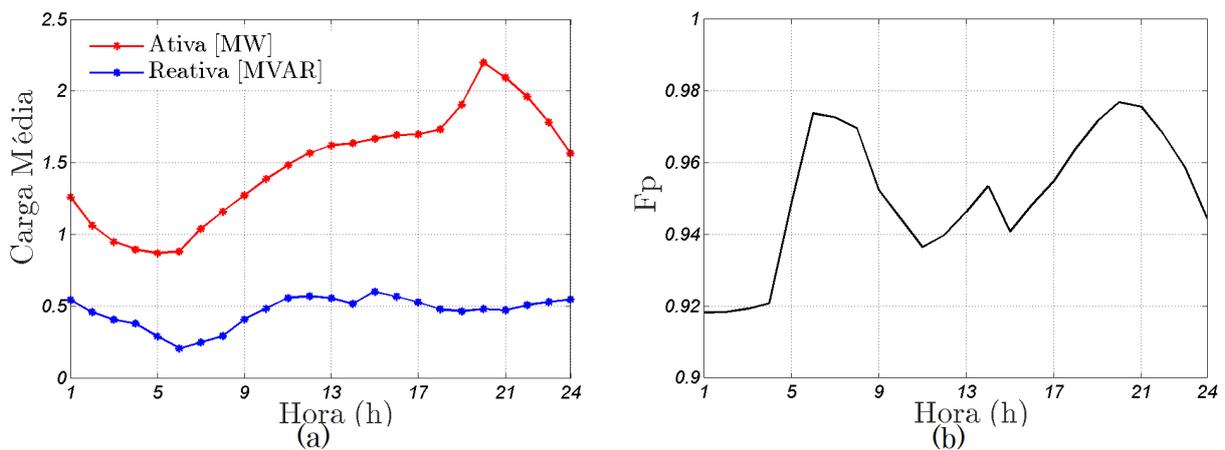


Figura 5.5: Sistema IEEE-33 com 50% CR e 50% CC. (a) Carga média (b) Fator de potência.

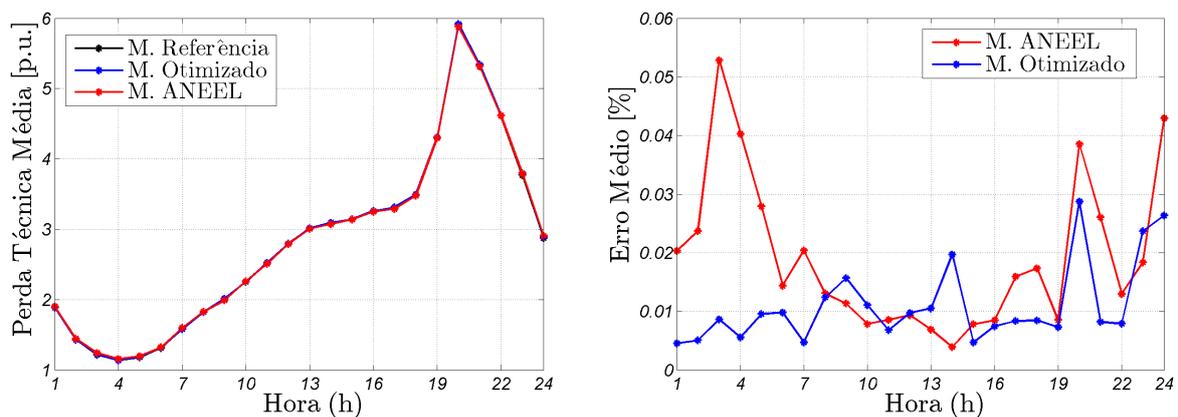


Figura 5.6: Perda Técnica média do sistema IEEE-33 com 50% CR e 50% CC.

Em seguida, são apresentados os perfis de tensão correspondentes ao dia vinte e cinco. Assim, na Figura 5.7 é apresentado o perfil de tensão da Fase B em um horário de baixo carregamento e na Figura 5.8 é exibido o perfil da Fase B no horário das 20 horas.

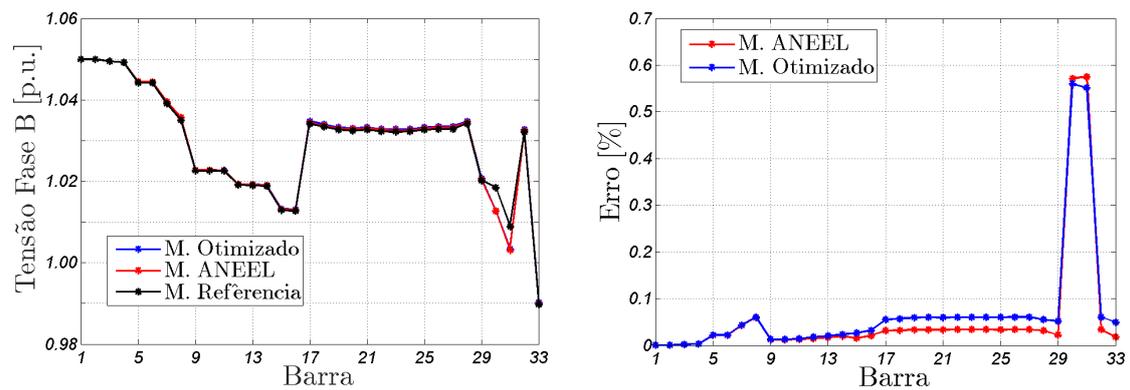


Figura 5.7: Perfil de tensão do sistema IEEE-33 com 50% CR e 50% CC às 4 horas.

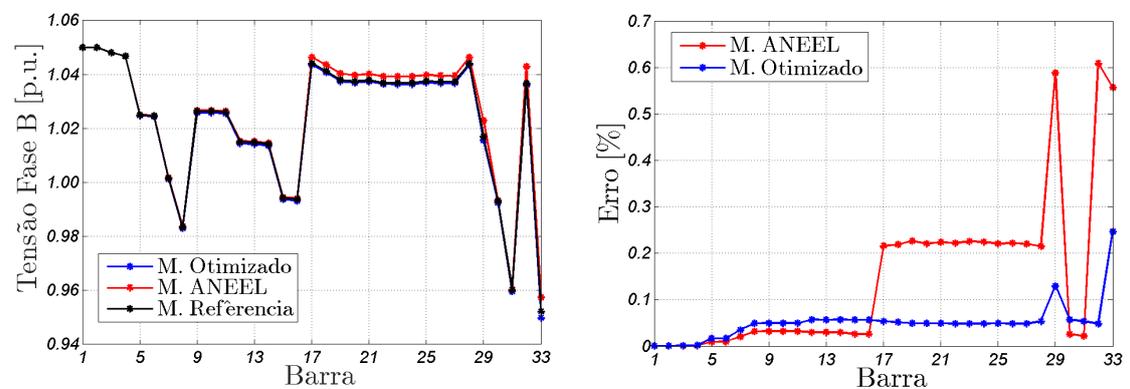


Figura 5.8: Perfil de tensão do sistema IEEE-33 com 50% CR e 50% CC às 20 horas.

5.1.3 Carregamento: 75% residencial e 25% comercial

Finalmente, o carregamento médio do sistema com 75% CR e 25% CC é apresentado na Figura 5.9a, assim, o fator de potência em cada hora é exposto na Figura 5.9b.

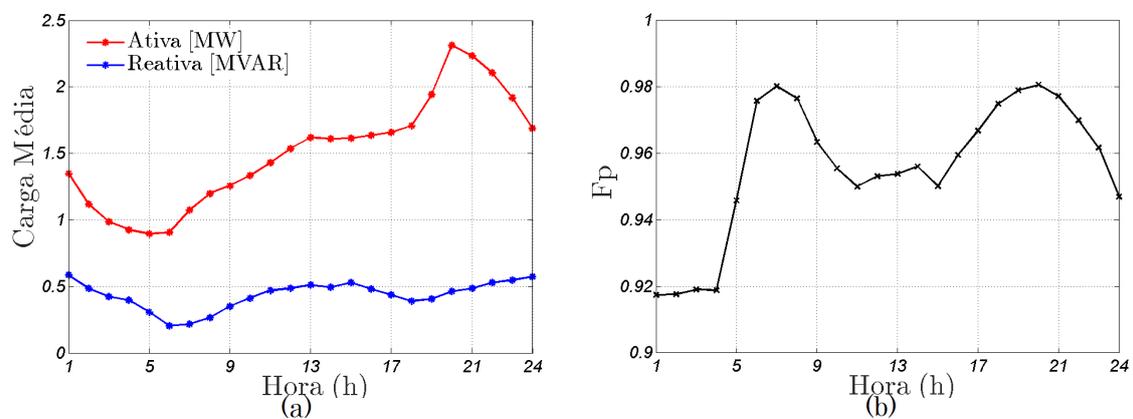


Figura 5.9: Sistema IEEE-33 com 75% CR e 25% CC. (a) Carga média (b) Fator de potência.

Da mesma forma, as perdas técnicas médias e erros médios percentuais atingidos pelos modelos de carga são exibidas na Figura 5.10.

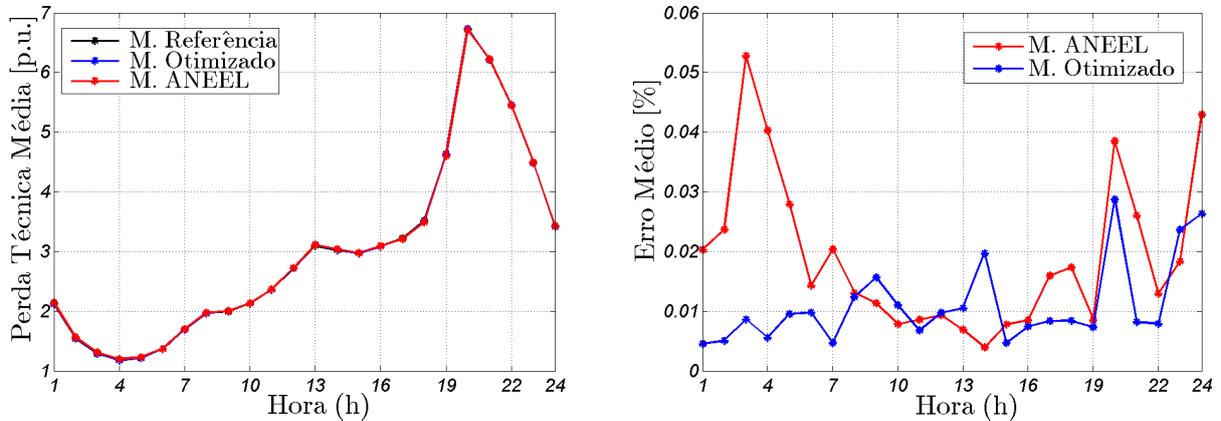


Figura 5.10: Perda Técnica média do sistema IEEE-33 com 75% CR e 25% CC.

Por último, o perfil de tensão da Fase C é mostrado na Figura 5.11. Esse perfil de tensão corresponde ao horário das 20 horas do dia trinta e um.

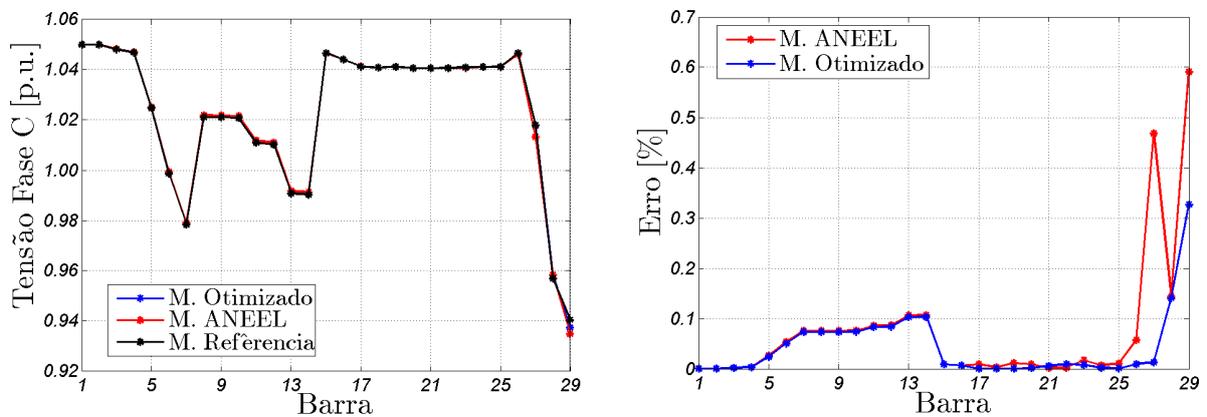


Figura 5.11: Perfil de tensão do sistema IEEE-33 com 75% CR e 25% CC às 20 horas do dia trinta e um.

Tabela 5.1: Função objetivo para o sistema IEEE-33 para $D = 50$ dias

Hora	25% residencial e 75% comercial				50% residencial e 50% comercial				75% residencial e 25% comercial							
	Melhor (10^{-6})	Médio (10^{-4})	Pior (10^{-4})	Otimizado	Melhor (10^{-6})	Médio (10^{-4})	Pior (10^{-4})	Otimizado	Melhor (10^{-6})	Médio (10^{-5})	Pior (10^{-4})	Otimizado	Melhor (10^{-6})	Médio (10^{-5})	Pior (10^{-4})	
1	0.77	5.07	13.3	1.12	4.73	14.9	0.08	8.54	3.84	30.2	5.08	1.95	0.57	38.9	5.08	0.30
2	0.21	1.72	4.74	0.61	2.78	11.5	0.13	7.22	2.97	7.34	4.96	32.1	9.01	32.2	4.96	6.48
3	0.02	1.39	5.10	0.63	2.09	12.7	2.06	10.5	4.84	22.4	7.64	54.8	28.4	45.5	7.64	9.05
4	0.02	2.19	8.72	0.47	2.01	11.9	0.27	6.33	2.59	29.3	5.23	16.4	7.63	37.8	5.23	2.82
5	8.20	1.87	6.00	0.51	2.32	8.92	6.92	11.3	7.62	6.88	5.12	69.6	33.3	28.2	5.12	14.1
6	0.23	1.02	4.44	0.74	2.62	6.88	1.13	12.9	5.32	0.01	0.49	7.91	0.05	1.66	0.49	1.93
7	0.26	1.70	7.32	0.53	2.53	12.2	0.05	7.43	3.98	0.12	0.77	46.5	7.41	3.02	0.77	11.4
8	4.30	1.26	4.44	1.05	6.44	9.23	18.4	22.5	12.1	0.07	1.26	11.1	14.5	4.26	1.26	27.7
9	0.19	1.60	9.33	1.80	7.94	12.2	0.08	31.5	11.6	3.26	2.00	14.2	68.5	11.2	2.00	30.6
10	1.26	4.93	25.2	2.51	12.8	7.29	7.66	24.8	11.7	0.92	1.14	62.7	3.67	5.53	1.14	17.4
11	0.23	5.40	20.1	2.04	7.19	12.7	1.38	17.1	7.12	1.17	2.76	61.9	38.3	13.0	2.76	10.1
12	1.12	4.06	19.7	10.9	43.4	1.03	8.58	27.2	21.8	1.37	0.17	1.25	0.01	1.54	0.17	0.23
13	0.08	3.55	13.6	5.18	21.2	10.9	1.46	31.7	16.7	3.44	3.86	41.2	200	17.5	3.86	68.8
14	0.39	2.05	8.32	2.21	11.9	5.77	82.6	60.9	26.4	4.46	7.72	14.8	0.11	28.8	7.72	44.4
15	0.15	5.28	30.1	3.13	26.2	10.3	0.01	14.8	10.6	9.69	3.84	14.1	102	20.3	3.84	16.1
16	0.24	5.22	35.9	23.1	98.6	15.4	0.17	24.2	12.3	22.6	3.79	25.4	10.5	28.3	3.79	54.4
17	7.50	9.45	41.0	7.61	41.1	24.2	12.5	27.6	15.9	0.07	5.34	38.0	3.06	26.5	5.34	11.2
18	10.6	9.08	34.6	5.50	33.4	20.3	1.42	29.4	13.3	7.42	24.2	38.9	12.8	93.9	24.2	10.9
19	1.36	7.56	33.7	4.41	19.3	20.0	14.7	31.4	19.2	39.1	9.44	18.3	0.01	66.3	9.44	55.1
20	0.04	4.73	28.1	9.32	61.5	136	157	170	72.0	13.8	4.29	19.5	0.78	27.4	4.29	29.7
21	2.63	5.33	33.8	4.37	15.9	44.7	39.3	43.8	30.1	151	172	72.1	186	172	19.9	93.2
22	0.27	4.03	18.8	9.67	64.5	43.2	0.01	36.4	15.1	1.50	0.63	57.6	1.08	3.53	0.63	17.0
23	2.01	4.10	20.0	5.88	17.6	23.6	34.9	89.8	46.1	2.69	10.8	80.6	8.77	46.3	10.8	14.3
24	1.41	2.61	7.91	2.73	15.2	34.9	23.8	76.1	42.3	0.04	4.67	39.8	1.87	20.2	4.67	10.1

5.2 Sistema Brasileiro 136-Barras

Neste teste um sistema de distribuição real do Brasil¹ é avaliado, o sistema possui 136 barramentos, dos quais 107 são fornecedores de energia, 156 arestas e $2,27 \times 10^{18}$ topologias radiais possíveis. Como já foi dito, apenas é considerada a topologia original do sistema.

Na Tabela 5.3 são apresentadas a melhor, a média e a pior diferença entre o modelo de referência e o modelo ANEEL, assim como, entre o modelo referência e o modelo otimizado, sendo que, a potência base considerada é 10 MVA. Por outro lado, os modelos de carga otimizados são expostos na Tabela 5.4.

5.2.1 Carregamento: 25% residencial e 75% comercial

O carregamento médio do sistema é apresentado na Figura 5.12a, assim, o fator de potência em cada hora é exposto na Figura 5.12b. Igualmente, as perdas técnicas médias e erros percentuais atingidos pelos modelos de carga são exibidas nas Figuras 5.13.

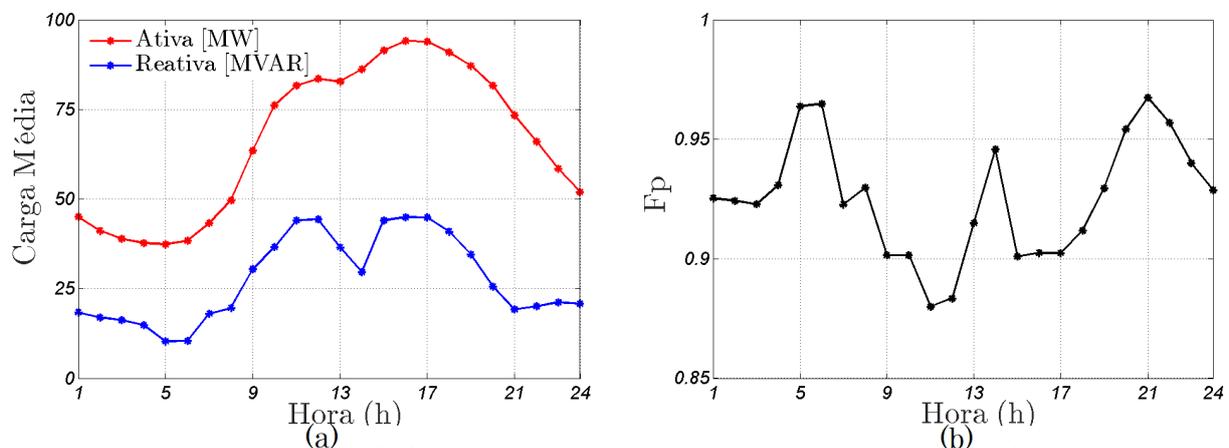


Figura 5.12: Sistema Brasileiro-136 com 25% CR e 75% CC.(a) Carga média (b) Fator de potência.

O perfil de tensão no horário das 13 horas é apresentado na Figura 5.14. De igual modo, no horário de alto carregamento o perfil de tensão é exibido na Figura 5.15. Esses perfis de tensão correspondem ao sétimo dia.

¹<http://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/lapsee/downloads/materiais-de-cursos1193/>

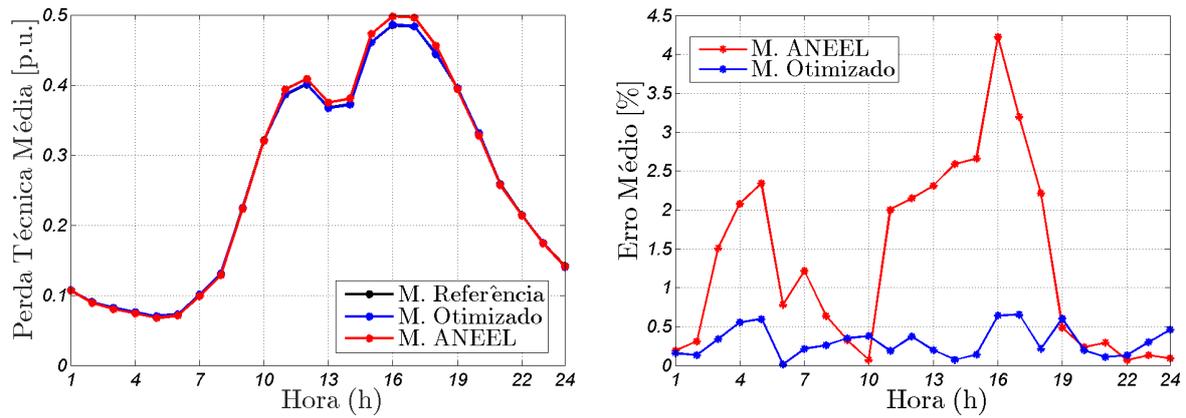


Figura 5.13: Perda Técnica média do sistema Brasileiro-136 com 25% CR e 75% CC.

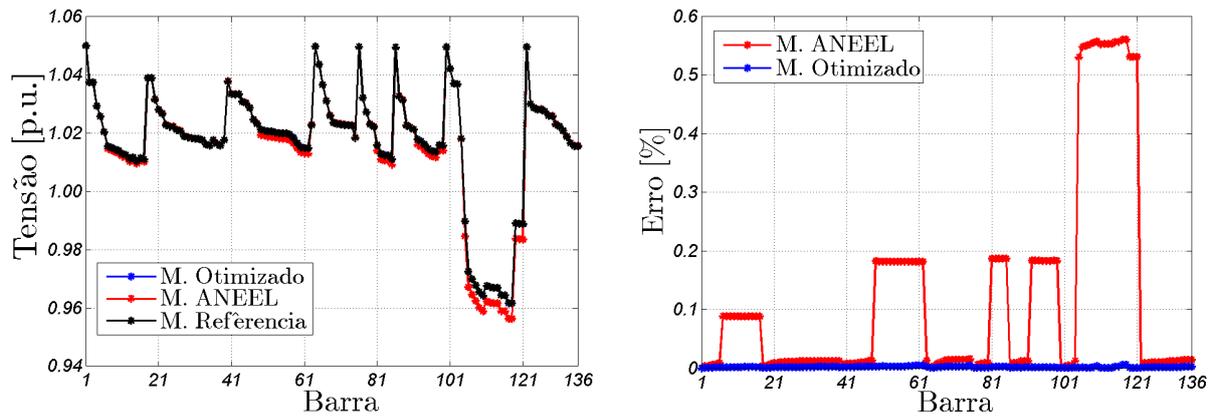


Figura 5.14: Perfil de tensão do sistema Brasileiro-136 com 25% CR e 75% CC às 13 horas do sétimo dia.

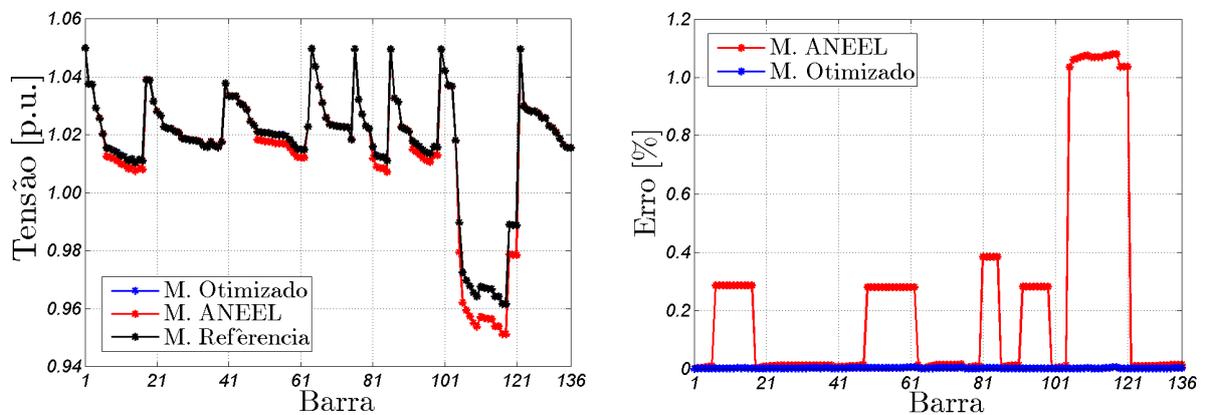


Figura 5.15: Perfil de tensão do sistema Brasileiro-136 com 25% CR e 75% CC às 16 horas do sétimo dia.

5.2.2 Carregamento: 50% residencial e 50% comercial

No segundo teste, o sistema foi avaliado com carregamento 50% residencial e 50% comercial. Desse modo, a carga média do sistema é apresentada na Figura 5.16a, e o fator de potência em cada hora é exposto na Figura 5.16b.

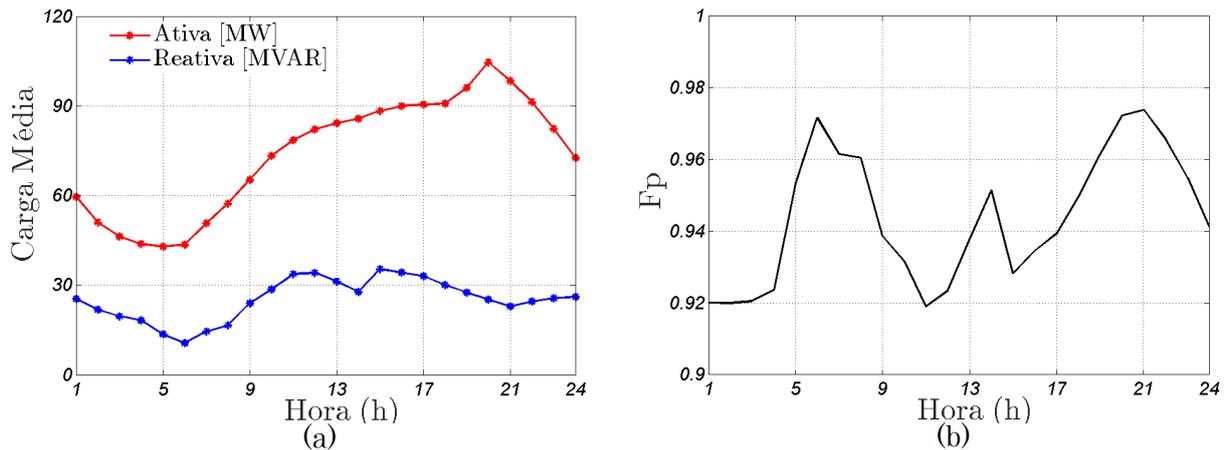


Figura 5.16: Sistema Brasileiro-136 com 50% CR e 50% CC. (a) Carga média (b) Fator de potência.

São apresentadas na Figura 5.17 as perdas técnicas médias e erros percentuais logrados pelos modelos de carga avaliados, sendo que, a potência base considerada é 10 MVA.

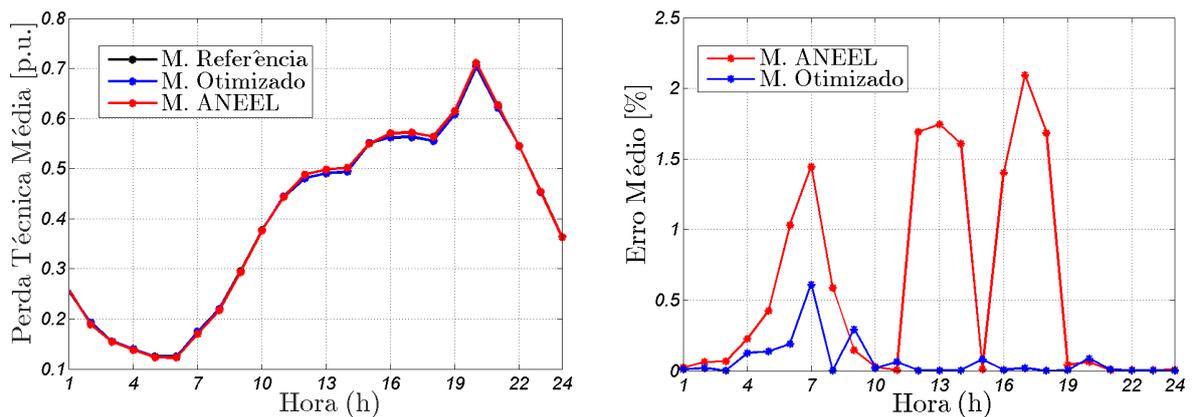


Figura 5.17: Perda Técnica média do sistema Brasileiro-136 com 50% CR e 50% CC.

O perfil de tensão em um horário das 11 horas é apresentado na Figura 5.18. De igual modo, para o horário das 19 horas o perfil de tensão é exibido na Figura 5.19. Esses perfis de tensão correspondem ao dia vinte e um.

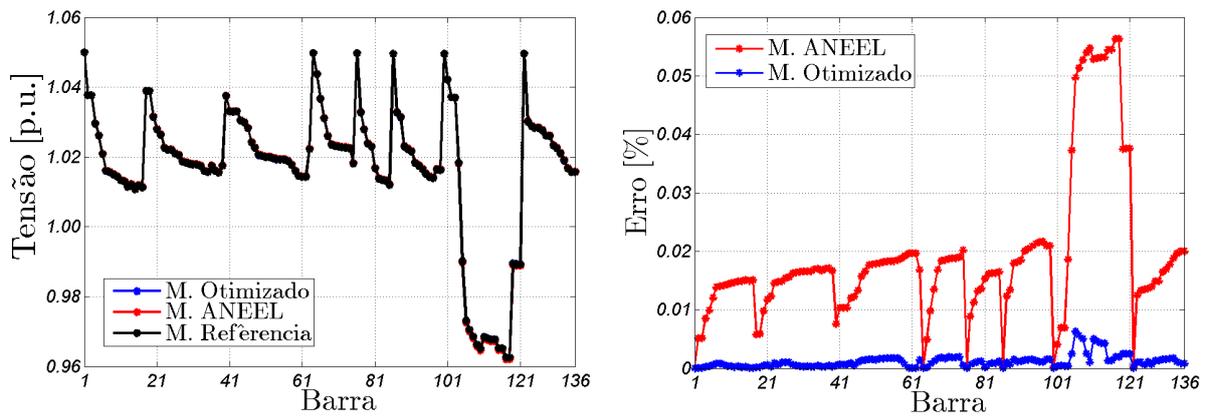


Figura 5.18: Perfil de tensão do sistema Brasileiro-136 com 50% CR e 50% CC às 11 horas do dia vinte e um.

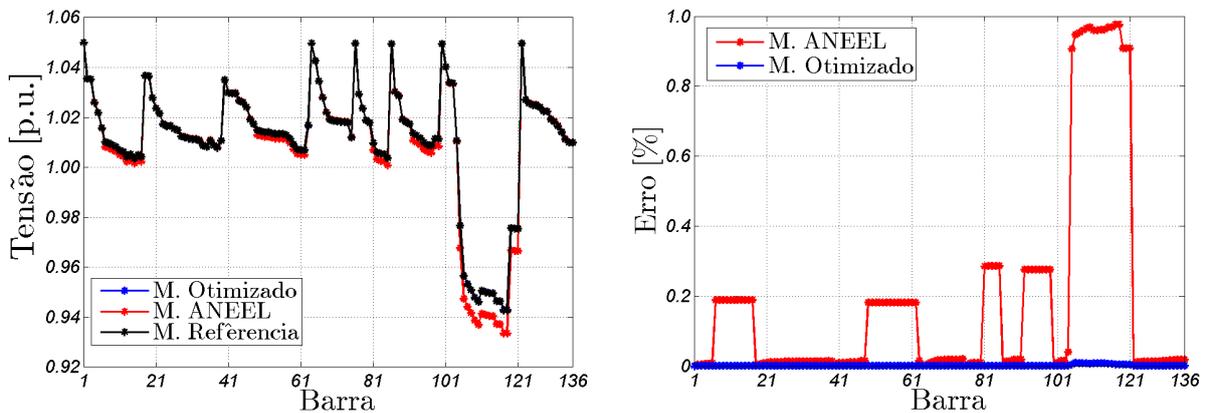


Figura 5.19: Perfil de tensão do sistema Brasileiro-136 com 50% CR e 50% CC às 19 horas do dia vinte e um.

5.2.3 Carregamento: 75% residencial e 25% comercial

Por último, o sistema brasileiro-136 foi avaliado com carregamento 75% residencial e 25% comercial. Desse modo, a carga média para 50 dias simulados é apresentada na Figura 5.20a, assim, o fator de potência em cada hora é exposto na Figura 5.20b.

Como consequência dos modelos de carga avaliados, são obtidas as perdas técnicas médias e erros percentuais exibidos na Figura 5.21.

E por fim, na Figura 5.22 são apresentados os resultados do perfil de tensão em um horário baixo carregamento. Esse perfil corresponde ao décimo dia.

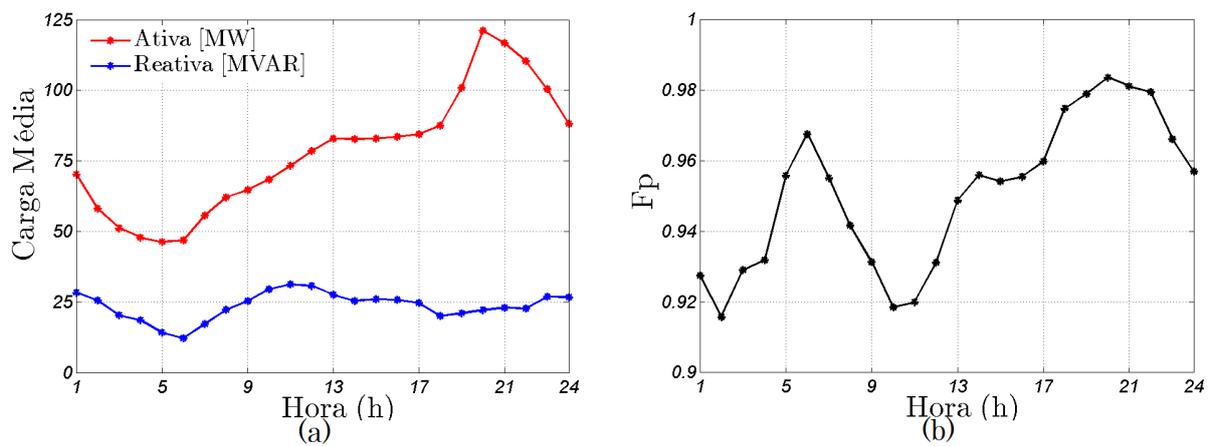


Figura 5.20: Sistema Brasileiro-136 com 75% CR e 25% CC. (a) Carga média (b) Fator de potência.

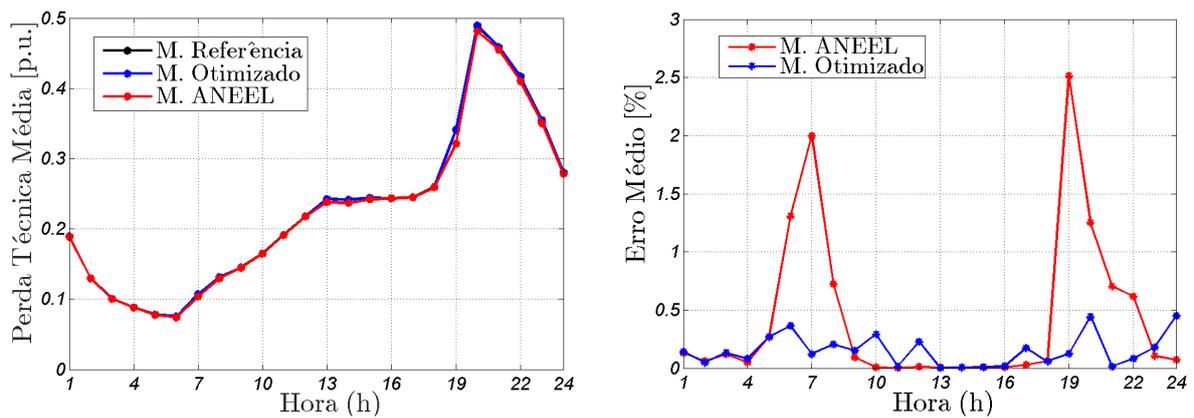


Figura 5.21: Perda Técnica média do sistema Brasileiro-136 com 75% CR e 25% CC.

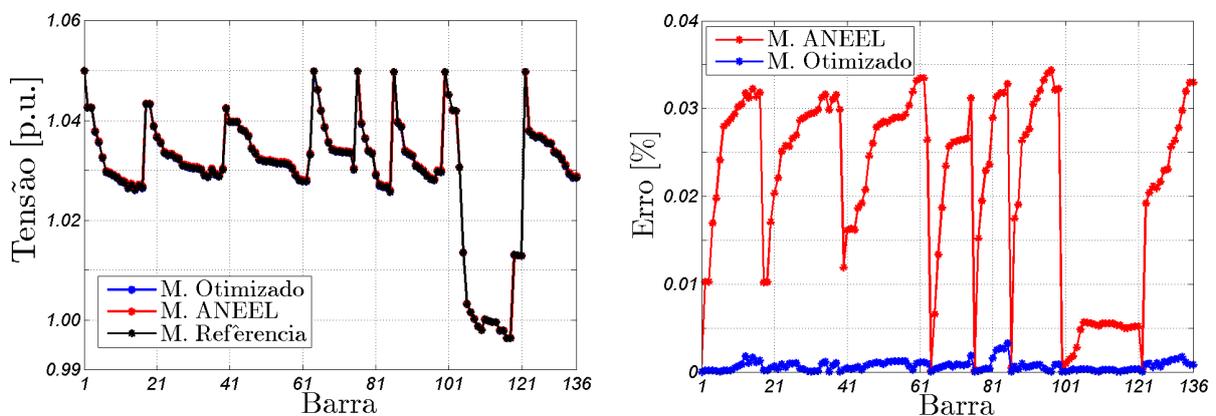


Figura 5.22: Perfil de tensão do sistema Brasileiro-136 com 75% CR e 25% CC às 10 horas do décimo dia.

Tabela 5.3: Função objetivo do sistema Brasileiro 136 para $D = 50$ dias

Hora	25% residencial e 75% comercial				50% residencial e 50% comercial				75% residencial e 25% comercial						
	Melhor (10 ⁻⁴)	Médio (10 ⁻⁴)	Pior (10 ⁻³)	Otimizado	Melhor (10 ⁻⁴)	Médio (10 ⁻⁴)	Pior (10 ⁻³)	Otimizado	Melhor (10 ⁻⁴)	Médio (10 ⁻⁴)	Pior (10 ⁻³)	Otimizado	Melhor (10 ⁻⁴)	Médio (10 ⁻⁴)	Pior (10 ⁻⁴)
1	1.25	1.99	2.78	1.71	0.53	0.63	0.75	21.2	2.50	3.45	1.69	4.44	1.65	4.76	8.91
2	2.43	2.78	3.18	1.18	1.09	1.2	1.32	34.8	3.67	4.12	1.41	1.45	0.68	1.12	1.54
3	11.1	12.4	12.8	2.76	0.88	1.03	1.13	0.01	0.02	0.03	2.15	2.18	2.15	2.42	2.72
4	15.4	15.8	16.1	3.55	2.92	3.16	3.39	1.64	1.76	2.01	0.71	0.77	1.08	1.30	1.56
5	14.1	16.5	14.87	3.96	4.9	5.26	5.59	1.48	1.7	1.86	3.62	3.74	3.44	3.79	4.05
6	5.22	5.7	6.32	0.01	12.1	12.8	13.3	2.12	2.36	2.54	17.4	17.8	4.59	4.95	5.46
7	11.5	12.3	13.1	1.59	23.9	25.3	26.2	10.1	10.7	11.8	36.8	38.7	2.25	2.34	2.39
8	7.54	8.33	8.82	2.71	12.1	12.9	13.7	0.03	0.05	0.09	16.5	17.2	3.81	4.83	6.75
9	6.22	7.27	8.81	6.03	3.44	4.3	4.8	6.63	8.61	10	1.95	2.39	2.32	3.99	6.29
10	1.15	2.27	3.18	3.33	0.58	1.02	1.54	0.17	0.78	1.72	0.11	0.2	6.79	8.72	10.3
11	68.3	77.5	9.88	0.71	7.19	2.3	0.57	0.27	2.81	6.93	0.02	0.04	0.1	0.48	0.80
12	68.3	86.5	9.88	3.8	55.2	81.3	9.52	0.02	0.13	0.29	0.50	0.51	4.38	8.95	12.5
13	78.3	85.1	11.8	2.23	42.4	85.6	9.77	0.01	0.11	0.87	0.11	0.28	0.01	0.07	0.41
14	90.3	96.5	13.6	1.19	70.1	79.4	9.66	0.03	0.17	0.93	0.05	0.19	0.01	0.31	1.62
15	101	123	20.4	0.5	0.3	0.61	0.98	2.67	4.48	6.87	0.25	0.47	0.11	0.29	0.50
16	145	206	25.3	11.3	51.1	78.9	8.18	0.09	0.39	1.21	0.16	0.31	0.25	0.84	1.54
17	116	155	22.3	30.5	93.9	118	13.8	0.41	1.13	2.8	0.85	1.21	3.17	7.67	9.10
18	89.4	98.7	45.3	0.24	44.5	93.5	10.4	0.01	0.03	0.1	1.74	2.76	1.27	2.69	4.59
19	11.2	19.2	3.59	10.9	1.05	2.63	6.21	0.02	0.3	0.58	102	155	4.00	7.58	14.1
20	5.64	7.83	9.47	4.94	2.53	4.49	6.80	4.48	6.14	7.82	91.8	111	35.8	39.2	42.2
21	6.81	7.58	8.52	2.49	0.10	0.30	0.18	0.31	0.58	0.94	54.3	58.4	0.28	1.14	2.66
22	1.28	1.46	1.72	2.08	0.14	0.30	0.59	0.02	0.20	0.79	42.1	46.5	4.95	6.21	7.51
23	2.22	2.28	2.36	3.86	0.13	0.29	0.44	0.04	0.17	0.38	5.50	6.82	8.99	11.5	16.3
24	1.05	1.28	1.62	5.71	0.15	0.25	0.39	0.02	0.06	0.13	3.06	3.60	16.9	22.8	23.3

Tabela 5.4: Modelos de carga otimizados para o sistema brasileiro-136.

Hora	25% residencial e 75% comercial						50% residencial e 50% comercial						75% residencial e 25% comercial					
	P. Ativa			P. Reativa			P. Ativa			P. Reativa			P. Ativa			P. Reativa		
	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q
1	0.82	-0.58	0.76	2.78	-3.32	1.54	0.87	-1.75	1.88	2.57	-1.29	-0.28	-0.16	-0.63	1.79	2.09	0.91	-2.00
2	0.74	-0.34	0.60	0.46	1.43	-0.89	1.91	-1.93	1.02	2.34	-3.02	1.68	0.54	-0.12	0.58	1.81	-0.77	-0.04
3	1.12	-0.69	0.57	2.08	-2.36	1.28	1.24	-1.53	1.29	1.05	0.70	-0.75	2.08	-3.29	2.21	2.41	-1.86	0.45
4	0.27	0.86	-0.13	1.26	0.36	-0.62	-1.29	3.86	-1.57	0.35	2.31	-1.64	2.44	-4.01	2.57	3.46	-3.83	1.37
5	1.76	-1.98	1.22	1.32	0.53	-0.85	0.84	-0.77	0.93	1.44	0.93	-1.37	1.10	-1.26	1.16	2.49	-1.54	0.05
6	1.42	-1.62	1.20	1.73	0.25	-0.98	0.76	-0.42	0.66	3.06	-2.36	0.30	0.41	0.43	0.16	1.81	-0.33	-0.48
7	2.21	-3.18	1.97	2.34	-1.80	0.46	1.34	-0.94	0.60	1.23	-0.25	0.02	-0.18	2.21	-1.03	1.77	-1.84	1.07
8	0.68	-0.02	0.34	2.65	-2.68	1.03	1.74	-2.22	1.48	1.41	-0.22	-0.19	1.91	-2.48	1.57	1.39	-0.55	0.16
9	0.57	-0.07	0.50	3.04	-3.36	1.33	1.01	-1.33	1.32	1.58	-0.03	-0.55	0.46	0.09	0.45	2.08	-1.58	0.50
10	1.11	-1.45	1.34	1.39	0.18	-0.57	1.72	-2.83	2.11	1.75	-0.37	-0.38	1.04	-1.24	1.20	2.15	-1.54	0.39
11	0.58	-0.62	1.04	2.69	-2.48	0.79	-0.26	0.43	0.83	0.29	3.10	-2.39	0.69	-0.60	0.91	1.89	-1.12	0.23
12	1.18	-1.73	1.55	1.92	-1.04	0.12	1.82	-2.53	1.71	2.15	-2.03	0.88	1.49	-1.86	1.37	2.58	-2.97	1.39
13	0.52	-0.27	0.75	2.02	-1.44	0.42	0.23	0.18	0.59	1.93	-1.13	0.20	0.97	-1.27	1.30	1.80	-0.85	0.05
14	1.42	-2.34	1.92	1.05	0.79	-0.84	0.39	-0.41	1.02	2.00	-0.93	-0.07	1.02	-1.49	1.47	2.68	-2.53	0.85
15	1.13	-1.15	1.02	3.17	-4.00	1.83	0.49	-0.35	0.86	0.90	0.93	-0.83	1.11	-1.39	1.28	2.05	-1.61	0.56
16	0.71	-0.58	0.87	0.59	1.65	-1.24	0.52	-0.07	0.55	2.72	-2.82	1.09	0.21	0.25	0.54	2.95	-2.84	0.90
17	1.11	-1.02	0.91	1.49	-0.47	-0.02	-0.30	1.43	-0.13	0.67	1.53	-1.20	1.36	-1.97	1.61	0.35	2.56	-1.91
18	0.35	-0.02	0.67	1.10	1.05	-1.15	2.14	-2.80	1.66	1.99	-1.78	0.79	0.45	-0.04	0.59	1.44	0.56	-1.00
19	2.45	-3.22	1.77	1.29	-0.51	0.22	2.32	-3.19	1.87	2.12	-2.05	0.93	0.61	-0.22	0.61	0.90	1.19	-1.09
20	1.48	-1.41	0.93	1.02	0.05	-0.07	1.79	-2.45	1.66	2.28	-1.91	0.63	1.13	-1.22	1.09	0.45	1.67	-1.12
21	0.62	-0.24	0.62	0.52	2.21	-1.73	1.54	-1.91	1.37	2.03	-1.73	0.70	1.51	-1.88	1.36	1.49	-0.92	0.44
22	1.60	-2.21	1.61	1.70	-0.97	0.27	0.91	-1.12	1.21	1.14	0.54	-0.68	2.01	-3.01	2.00	2.10	-1.94	0.84
23	0.53	0.03	0.44	2.45	-2.59	1.14	1.16	-2.11	1.95	1.48	0.66	-1.14	-0.18	0.43	0.75	3.02	-2.07	0.05
24	-0.29	1.33	-0.04	1.04	0.49	-0.53	1.35	-1.83	1.48	2.21	-1.95	0.74	-0.63	1.13	0.50	2.14	-0.21	-0.93

5.3 Sistema IEEE 8500-Barras

O sistema de distribuição de 8500 barramentos é disponibilizado pela *IEEE*, assim, o *OpenDSS* fornece dois testes para esse sistema: com carga balanceada e desbalanceada. O sistema é radial e retrata uma zona residencial real dos Estados Unidos, com tensões de 7.2KV na rede primária e 120V na rede secundária. As informações do sistema estão disponíveis em: "<http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>".

Este sistema detalha as características da rede secundária, assim, nesta avaliação foi considerado o sistema com 2354 cargas desbalanceadas na rede secundária, além disso, o sistema também é formado por três reguladores de tensão, quatro bancos de capacitores e centenas de transformadores de distribuição.

Destaca-se que o controle dos capacitadores acontece em duas circunstâncias: por tensão e por fluxo de potência reativa. Em (Dugan e Artritt, 2010) são explicadas as condições de controle. Como consequência, foi necessário fazer um ajuste no controle dos bancos de capacitores, modificando a tensão de desligamento de 1.075 p.u. a 1.05p.u. Na Figura 5.23 é mostrado as condições de controle por tensão.

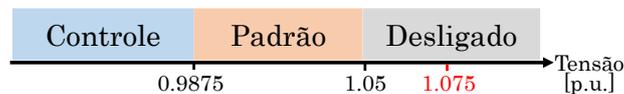


Figura 5.23: Controle aplicado nos bancos de capacitores.

É importante mencionar que, o uso de banco de capacitores tem como objetivo a compensação de potência reativa, o qual, repercute no cálculo de fluxo de potência (Mishra et al., 2016). O ajuste no controle dos bancos de capacitores foi realizado para garantir tensões adequadas conforme as normas legais no Brasil.

5.3.1 Carregamento: Comercial

Cada carga do sistema foi simulada como uma carga comercial, assim, a curva de carga média do sistema é apresentada na Figura 5.24a. Desse modo, as perdas médias atingidas pelos modelos de carga são exibidas na Figura 5.25, uma vez que, a potência base considerada é 115 kVA. O sistema contém 170 km de linhas primárias (MT) e a distância mais longa desde a subestação é aproximadamente 17 km. Assim, nas Figuras 5.26, 5.27 e 5.28 são apresentados os perfis de tensão da Fase 1 ao longo do sistema,

eles correspondem respectivamente aos modelos de carga de referência, otimizados e padrão. Os resultados correspondem ao dia quinze no horário das 18 horas.

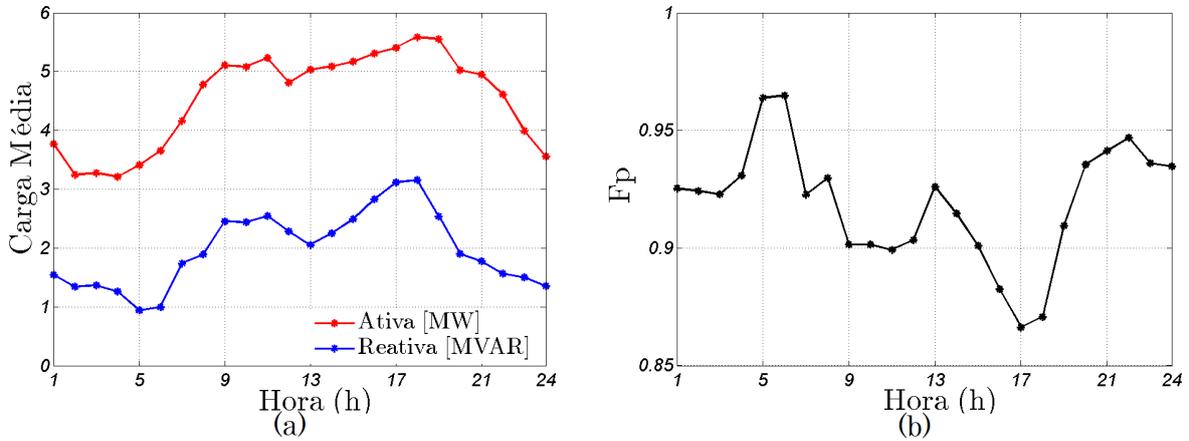


Figura 5.24: Sistema IEEE-8500 com carregamento comercial. (a) Carga média (b) Fator de potência.

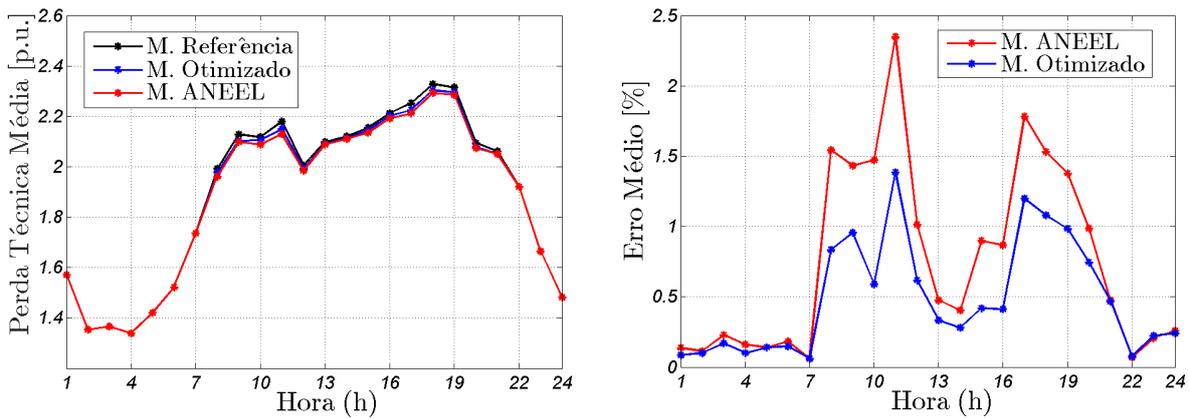


Figura 5.25: Perda Técnica média do sistema IEEE-8500 com carregamento comercial.

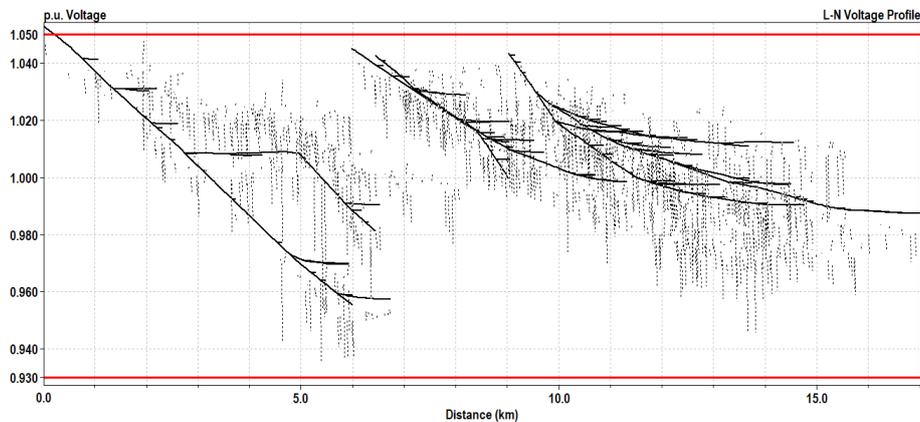


Figura 5.26: Perfil de tensão da Fase 1. Sistema 8500-barras com modelos de referência.

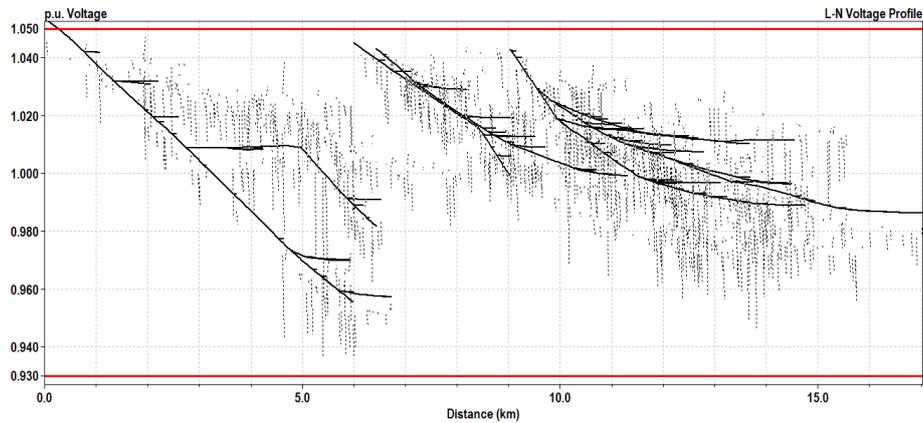


Figura 5.27: Perfil de tensão da Fase 1. Sistema 8500-barras com modelo otimizado.

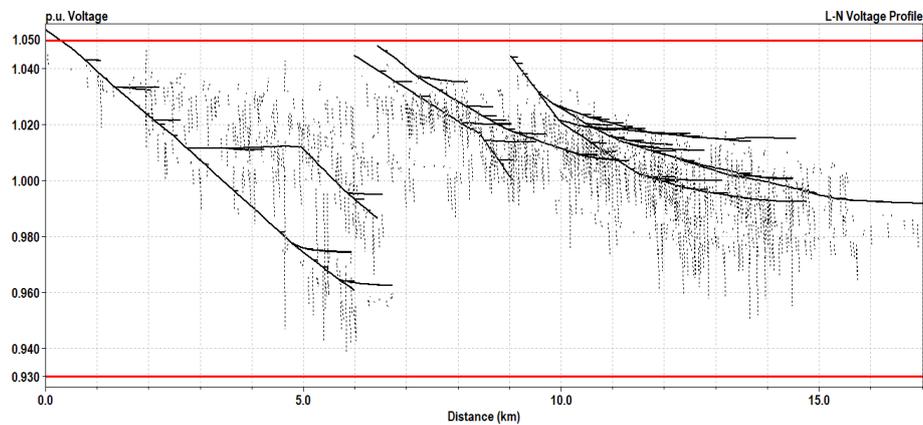


Figura 5.28: Perfil de tensão da Fase 1. Sistema 8500-barras com modelo ANEEL.

Por conseguinte, na Figura 5.29 é mostrado o erro percentual do perfil conforme os modelos otimizados, bem como, o erro percentual do perfil conforme o modelo ANEEL.

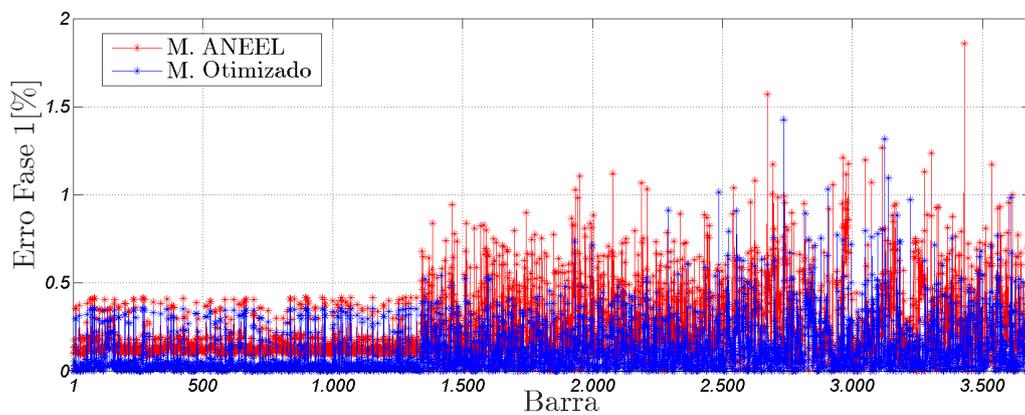


Figura 5.29: Erro percentual do perfil de tensão da Fase 1.

5.3.2 Carregamento: Residencial

Por fim, o sistema foi simulado com apenas cargas residenciais. Da mesma maneira, na Figura 5.30a é exibido o carregamento do sistema no período do dia, desta maneira, o fator de potência varia em cada hora conforme a Figura 5.30b. Por tanto, as perdas médias atingidas pelos modelos de carga são exibidas na Figura 5.31, considerando a potência base de 115 kVA.

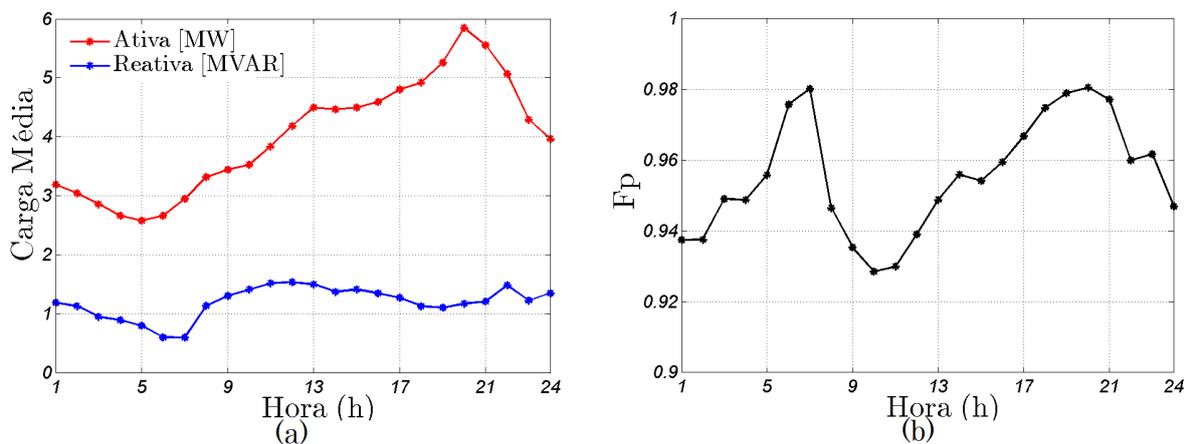


Figura 5.30: Sistema IEEE-8500 com carregamento residencial.(a) Carga média (b) Fator de potência.

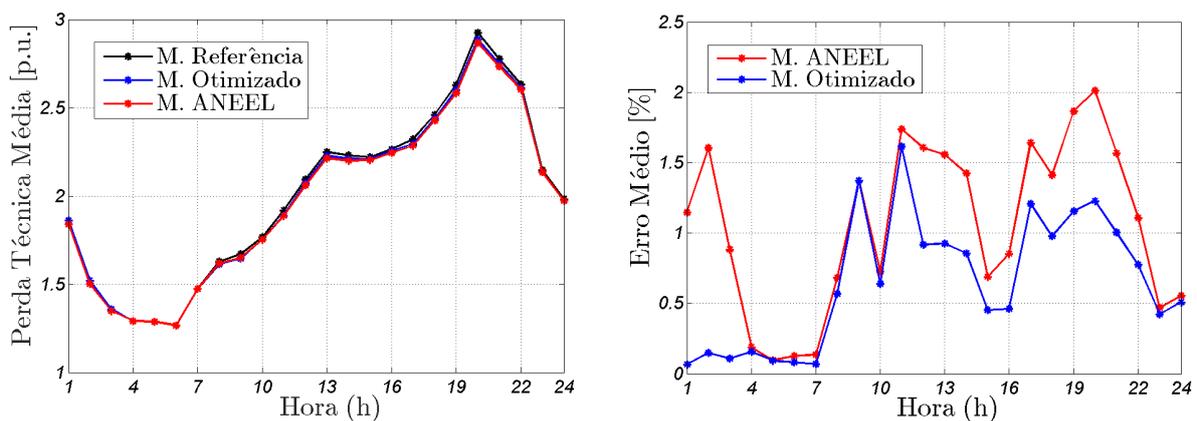


Figura 5.31: Perda Técnica média do sistema IEEE-8500 com carregamento residencial.

Por outro lado, nas Figuras 5.32, 5.33 e 5.34 são apresentados os perfis de tensão da Fase 2 ao longo do sistema, eles correspondem respectivamente aos modelos de carga de referência, otimizados e padrão. Foi considerado o dia quarenta no horário das 22 horas.

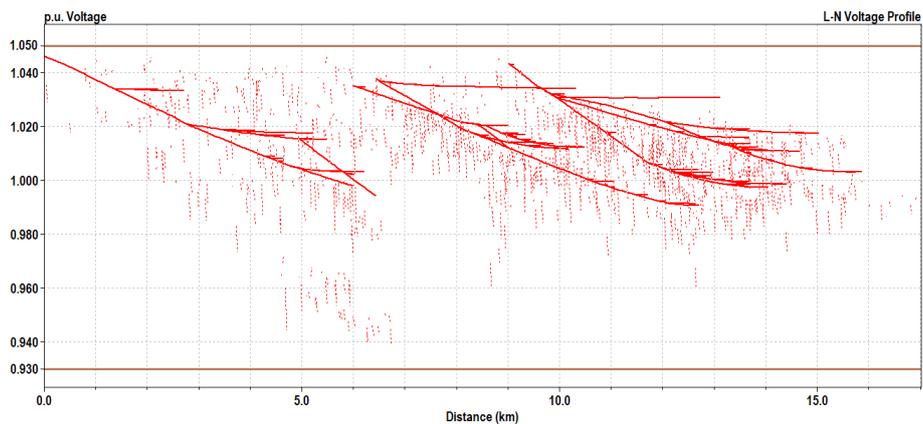


Figura 5.32: Perfil de tensão da Fase 2. Sistema 8500-barras com modelo referência

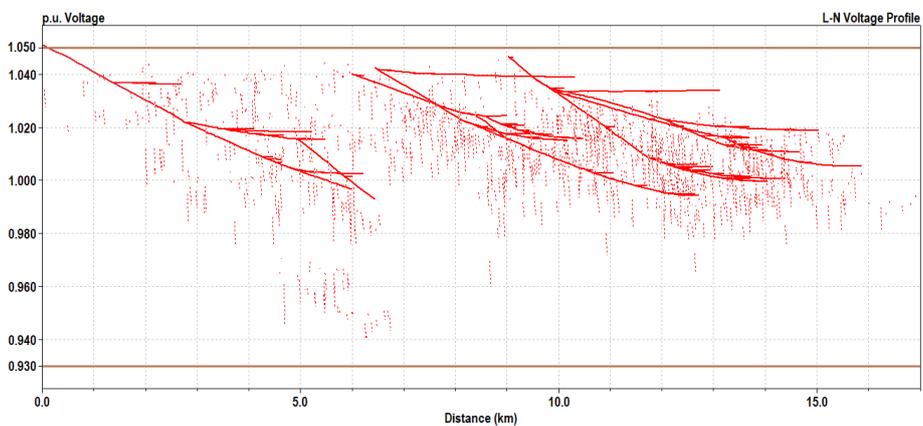


Figura 5.33: Perfil de tensão da Fase 2. Sistema 8500-barras com modelo otimizado.

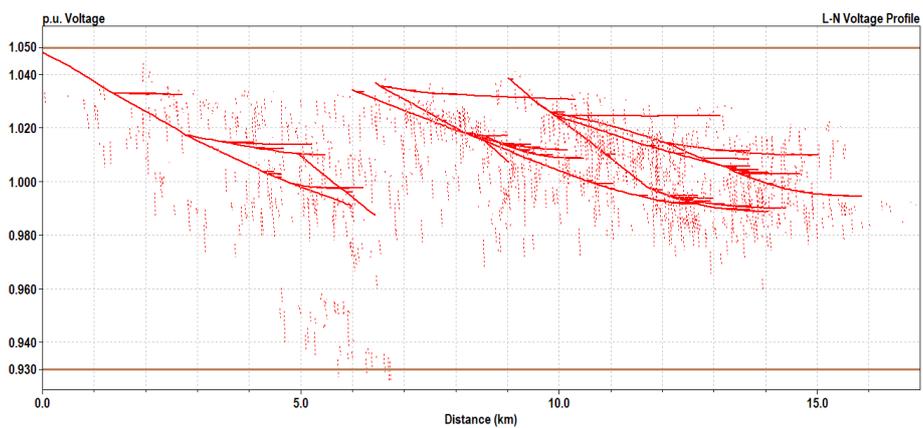


Figura 5.34: Perfil de tensão da Fase 2. Sistema 8500-barras com modelo ANEEL.

Por conseguinte, na Figura 5.35 é mostrado o erro percentual do perfil da Fase 2 conforme os modelos otimizados, bem como, o erro percentual do perfil conforme o modelo ANEEL.

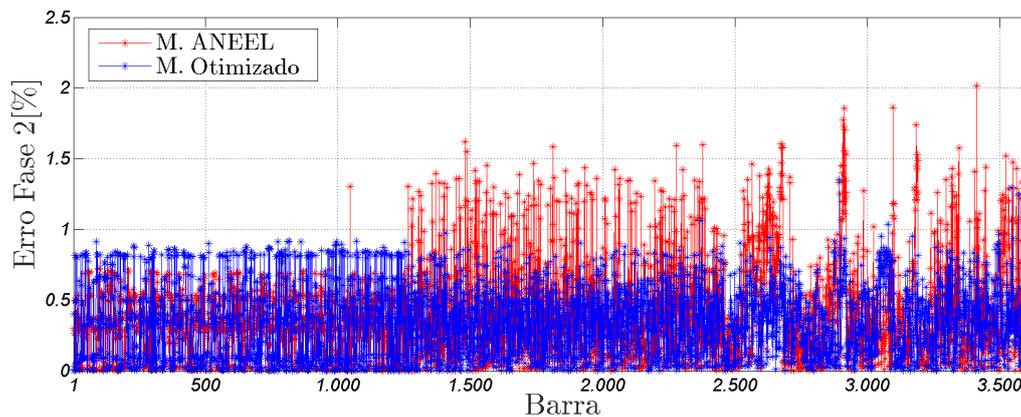


Figura 5.35: Erro percentual do perfil de tensão da Fase 2.

Tabela 5.5: Modelos de carga otimizados para o sistema IEEE-8500.

Hora	Comercial						Residencial					
	P. Ativa			P. Reativa			P. Ativa			P. Reativa		
	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q
1	0.28	-0.33	1.05	1.25	-0.12	-0.13	-0.19	4.19	-3.00	0.08	-1.85	2.77
2	4.53	-1.21	-2.32	3.77	-3.78	1.01	1.22	-1.42	1.20	-1.27	0.4	1.87
3	2.67	1.09	-2.76	-3.07	-0.08	4.15	0.44	0.99	-0.43	-0.79	1.51	0.28
4	0.34	0.4	0.26	0.95	1.74	-1.69	1.25	-0.03	-0.22	0.79	0.45	-0.24
5	1.14	-1.39	1.25	0.09	-1.77	2.68	0.43	-0.7	1.27	1.52	-0.08	-0.44
6	-2.31	3.91	-0.6	3.24	-1.76	-0.48	0.28	0.78	-0.06	0.04	2.34	-1.38
7	1.39	-1.47	1.08	0.59	-1.91	2.32	0.93	0.06	0.01	0.19	0.38	0.43
8	1.61	0.09	-0.70	0.01	1.93	-0.94	1.25	0.04	-0.29	4.18	-2.32	-0.86
9	2.70	-0.11	-1.59	-0.47	2.19	-0.70	3.82	0.39	-3.21	0.73	1.83	-1.56
10	1.57	0.03	-0.6	-0.29	0.11	1.18	2.36	-0.16	-1.20	0.49	0.86	-0.35
11	0.79	-4.51	4.72	2.93	-2.07	0.14	3.11	-1.59	-0.52	1.97	-1.84	0.87
12	4.85	-0.88	-2.97	1.12	-2.25	2.13	2.35	-1.28	-0.07	-0.01	1.75	-0.74
13	4.79	-1.53	-2.26	3.76	-0.41	-2.35	1.43	-0.02	-0.41	-0.99	2.19	-0.20
14	2.55	-1.52	-0.03	2.24	-1.79	0.55	1.93	0.05	-0.98	-0.96	-1.15	3.11
15	1.37	0.37	-0.74	1.01	0.47	-0.48	0.79	1.85	-1.64	1.5	2.06	-2.56
16	1.14	0.65	-0.79	0.18	1.71	-0.89	0.23	0.36	0.41	0.31	-0.76	1.45
17	0.59	0.23	0.18	0.37	2.50	-1.87	-0.16	0.12	1.04	1.03	0.71	-0.74
18	0.79	0.81	-0.60	-1.7	2.12	0.58	0.12	-0.18	1.06	0.12	1.39	-0.51
19	-0.01	2.38	-1.37	-1.35	1.63	0.72	2.61	0.01	-1.62	-0.65	-0.89	2.54
20	2.33	0.20	-1.53	-2.77	-0.29	4.06	1.47	-1.75	1.28	-0.4	-1.52	2.92
21	3.20	-2.36	0.16	-0.39	-2.05	3.44	1.49	-0.20	-0.20	-0.78	0.81	0.97
22	0.07	0.58	0.35	0.78	-0.42	0.64	0.39	0.47	0.14	0.50	-0.10	0.60
23	-0.06	0.02	1.04	1.27	-0.41	0.14	0.89	0.12	-0.01	-0.09	1.38	-0.29
24	-2.95	4.75	-0.80	0.92	3.85	-3.77	0.34	0.68	-0.02	1.05	-1.78	1.73

Tabela 5.6: Função objetivo do sistema IEEE-8500 para $D = 50$ dias

Hora	Comercial						Residencial					
	ANEEL			Otimizado			ANEEL			Otimizado		
	Melhor (10^{-3})	Médio (10^{-3})	Pior (10^{-2})	Melhor (10^{-3})	Médio (10^{-3})	Pior (10^{-3})	Melhor (10^{-3})	Médio (10^{-3})	Pior (10^{-2})	Melhor (10^{-3})	Médio (10^{-3})	Pior (10^{-2})
1	1.80	2.15	1.44	1.11	1.35	3.53	11.5	21.3	5.02	1.11	1.21	0.22
2	0.89	1.55	0.92	0.98	1.35	2.21	20.1	24.4	3.22	2.01	2.22	0.32
3	2.61	3.12	2.36	1.76	2.32	3.00	8.88	12.0	2.05	1.46	1.47	0.19
4	1.87	2.15	2.22	1.30	1.35	2.73	1.04	2.44	1.03	1.23	2.00	0.28
5	1.50	1.99	1.09	1.04	1.99	2.34	0.87	1.23	0.95	0.96	1.19	0.77
6	2.12	2.76	1.11	2.02	2.22	3.02	1.06	1.58	1.00	0.77	1.01	0.13
7	0.94	1.00	1.77	0.73	1.07	1.99	1.77	1.99	0.78	0.84	0.99	0.11
8	17.8	30.5	3.96	10.7	16.5	21.8	6.98	11.0	2.23	5.39	9.13	1.36
9	16.7	30.1	3.88	14.4	20.1	22.9	15.7	22.6	2.66	10.7	22.6	2.75
10	20.4	31.0	3.45	10.0	12.4	19.9	7.56	12.7	3.21	8.05	11.2	1.67
11	41.5	50.5	5.57	20.6	29.8	33.3	13.4	32.8	4.04	20.5	30.5	3.54
12	1.66	20.2	5.80	10.9	12.3	16.6	23.5	33.3	3.99	16.6	19.0	2.12
13	5.33	9.94	1.22	5.88	6.95	9.80	22.2	34.7	3.66	13.9	20.6	2.88
14	6.43	8.51	1.57	4.82	5.91	9.99	24.8	31.5	3.67	14.8	18.9	2.01
15	9.11	19.3	2.53	8.08	8.99	10.2	11.9	15.2	2.03	7.03	9.99	1.56
16	7.64	19.1	2.01	8.54	9.09	11.8	13.4	19.2	2.74	8.54	10.4	1.77
17	31.6	39.7	4.77	20.4	26.7	30.4	27.2	37.7	3.91	19.5	27.7	3.29
18	28.8	35.3	3.86	19.5	24.9	26.6	20.2	34.4	3.77	22.7	23.8	2.98
19	27.5	31.6	3.41	18.3	22.6	24.4	37.5	48.5	5.05	25.9	30.0	3.21
20	19.8	20.5	2.30	11.4	15.5	17.3	43.3	58.0	5.99	33.3	35.4	4.03
21	8.65	9.77	1.00	7.66	9.59	9.66	21.6	43.1	4.54	21.1	27.6	2.99
22	1.01	1.32	0.99	1.10	1.45	3.77	10.6	28.9	3.12	14.6	20.2	2.15
23	3.03	3.43	0.86	2.44	3.69	5.04	3.44	10.0	2.11	5.89	9.02	2.76
24	3.11	3.83	0.55	2.07	3.58	6.00	2.72	10.9	1.52	2.45	10.0	1.27

5.3.3 Conclusão

Este capítulo apresentou os resultados alcançados aplicando as metodologias de modelagem e otimização desenvolvidas neste trabalho. Inicialmente foi considerado o sistema IEEE-33 de pequena dimensão, no qual, apesar da diferença entre o modelo ANEEL e os modelos de carga otimizados, os modelos têm comportamentos satisfatórios no cálculo de fluxo de potência e de perdas técnicas.

Em seguida, o sistema brasileiro-136 foi avaliado, os resultados atingidos no cálculo de perdas indicam que o modelo ANEEL alcança um erro médio percentual de 4.2%, o que equivale a 174.8kv, isto, quando o carregamento é predominantemente comercial. Por outro lado, quando o carregamento é principalmente residencial o erro médio do modelo ANEEL chega a ser 2.5%, o que equivale a 147.4kv. Neste sistema, os resultados obtidos pelos modelos de carga otimizados exibiram melhorias significativas no cálculo das perdas técnicas em horários com maior demanda de energia. Isto, pode ser observado na Tabela 5.3. Assim, na Tabela 5.4 se ressalta a importância da parcela

corrente constante do modelo ZIP, tanto para a parcela ativa, como para a parcela reativa.

Por fim, no sistema IEEE-8500 o erro médio percentual dos modelos otimizados alcança 1.7%, o qual, é consideravelmente maior comparado com dois sistemas anteriores. Porém, os modelos otimizados apresentam melhorias substanciais nos horários com maior demanda de energia, assim, para carregamento comercial o ganho foi entre 0.4% e 1%, e no carregamento residencial o ganho foi 0.8%. Mesmo assim, é importante mencionar que o modelo otimizado apresenta dificuldades na representação das centenas de cargas que compõem o sistema IEEE-8500, uma vez que o erro de 1.7% alcançado em alguns horários representa discrepâncias consideráveis.

Conclusões

Neste trabalho foi tratado o problema da modelagem de carga em sistemas de distribuição de energia, com o objetivo de calcular corretamente as perdas técnicas do sistema. Inicialmente, a metodologia para a modelagem de cargas mostrou ser versátil e aplicável a vários sistemas de distribuição. Essa metodologia permitiu atingir modelos ZIP realistas de unidades residenciais e comerciais da região Sudeste do Brasil. Assim, foi possível formular o problema de otimização restrito usando o método de mínimos quadrados. Em seguida, foi apresentada a metodologia de otimização, a qual, se fundamenta na iteração do software *OpenDSS* e um algoritmo genético com particularidades adaptadas ao problema de modelagem de cargas.

Para o cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição foram adotados os critérios estabelecidos pela ANEEL, de modo que, os resultados apresentados se encontram no marco das regulações atuais do Brasil.

Nos sistemas de distribuição avaliados, as perdas técnicas alcançadas pelos modelos de carga otimizados foram confrontadas com as perdas obtidas pelo modelo padronizado pela ANEEL, isto é, com o fim de determinar o desempenho do algoritmo de otimização em conformidade com as normativas atuais para o cálculo de perdas. Em relação aos resultados, indicam que no sistema IEEE-33 o modelo ANEEL satisfaz corretamente o cálculo de fluxo de potência e de perdas técnicas, apesar da sua diferença com os modelos otimizados. Os resultados sugerem que, a pequena dimensão do sistema, juntamente com baixa demanda de potência e a reduzida quantidade de cargas ocasionam que modelos de cargas tenham um impacto moderado no cálculo de perdas técnicas.

No entanto, no sistema brasileiro-136 de média dimensão, se observou que em horários de maior demanda o modelo ANEEL não conseguiu representar corretamente as cargas, devido a isso, o fluxo de potência mostra discrepâncias nos perfis de tensão conforme os modelos avaliados. Em contrapartida, os modelos de carga otimizados apresentam melhorias no cálculo de perdas técnicas em relação aos cálculos obtidos a

partir do modelo padrão, sobretudo quando o sistema tem carregamento majoritariamente comercial.

Por fim, no sistema IEEE-8500 a determinação de um modelo de carga genérico para mais de 2300 cargas é um processo complexo, de modo que, os modelos otimizados apresentaram dificuldades para representá-las. Não obstante, em qualquer hora do dia os modelos otimizados expõem melhorias no cálculo de perdas técnicas. Além disso, a numerosa quantidade de cargas e grande extensão de linhas pertencentes ao sistema de distribuição contribui para que o modelo de carga seja ainda mais influente no cálculo de perdas técnicas.

Algumas propostas de continuidade relacionadas à modelagem de cargas podem ser citadas como a inclusão de: a) fator climatológico, b) análise demográfica e c) acrescentar o número de aparelhos elétricos. Entretanto, incluir informações de potência ativa e fator de potência das cargas, pode representar uma melhoria no desempenho do algoritmo de otimização. Essas informações são conhecidas a priori podem ser tratadas com o propósito de conhecer o comportamento de um conjunto de cargas pertencente a um sistema.

Dados dos Sistemas Utilizados para Testes

Tabela A.1: Coeficientes ZIP dos aparelhos das residencias (Hajagos e Danai, 1998), (Lu et al., 2008), (Bokhari et al., 2014) e (del Pilar Rios et al., 2017).

Aparelho	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q	Fp
Televisor	0.11	-0.17	1.06	1.58	-1.72	1.14	0.995
Ar condicionado	1.17	-1.83	1.66	15.68	-27.15	12.47	0.9
Geladeira	1.17	-1.83	1.66	7.07	-10.94	4.87	0.916
Freezer	1.19	-0.26	0.07	0.59	0.65	-0.24	0.84
Lâmpada	0.16	0.79	0.05	-0.18	0.83	0.35	0.97
Chuveiro	0.96	0.05	-0.01	0	0	0	1
Ferro	0.28	0	0.72	0	0.71	0.29	0.989
Som	0.2	-0.25	1.05	2.86	-2.21	0.35	0.976

Tabela A.2: Coeficientes ZIP dos aparelhos dos supermercados (Hajagos e Danai, 1998), (Lu et al., 2008), (Bokhari et al., 2014) e (del Pilar Rios et al., 2017).

Aparelho	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q	Fp
Freezer	0.73	0.38	-0.11	0.45	0.51	0.04	0.915
Geladeira	1.16	-1.81	1.65	3.58	-5.25	2.67	0.81
Lâmpadas Flur.	0.18	-0.75	1.57	7.51	-12.35	5.84	0.994
Extractores	0.75	0.27	-0.02	0.3	0.3	0.4	0.96
Lâmpadas Led	-1.6	3.58	-0.98	0.8	-0.16	0.36	0.98
Ar condicionado	1.17	-1.83	1.66	15.68	-27.15	12.47	0.9
D. Eletrônicos	0.34	-0.32	0.98	0	0	0	1
Limpadora	0.33	0.33	0.34	20.1	-19.1	0	0.976

Tabela A.3: Coeficientes ZIP dos aparelhos das padarias (Hajagos e Danai, 1998), (Lu et al., 2008), (Bokhari et al., 2014) e (del Pilar Rios et al., 2017).

Aparelho	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q	F_p
Cafeteira	1	0	0	0	0	0	1
Ar condicionado	1.6	-2.69	2.09	12.53	-21.11	9.58	0.92
Geladeira	1.19	-0.26	0.07	0.59	0.65	-0.24	0.84
Forno	1	0	0	0	0	0	1
Lâmpadas Flur.	-0.3	1.35	-0.05	0.68	-1.08	1.4	0.91
Aquecedor	1	0	0	0	0	0	1
D. Eletrônicos	0.98	0.03	-0.01	0.84	-0.3	0.46	0.974
Micro-ondas	-2.78	6.06	-2.28	0	0	0	1

Tabela A.4: Coeficientes ZIP dos aparelhos das carpintarias (Hajagos e Danai, 1998), (Lu et al., 2008), (Bokhari et al., 2014) e (del Pilar Rios et al., 2017).

Aparelho	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q	F_p
Extractor	1.91	-2.21	1.3	2.51	-2.34	0.83	0.45
Ferramentas	0.43	0.61	-0.04	-1.21	3.47	-1.26	0.79
Iluminação	3.19	-3.84	1.65	1.09	-0.18	0.09	0.79
Serra	0.16	0.79	0.05	-0.18	0.83	0.35	0.97
D. Eletrônicos	0.08	0.07	0.85	0	0	0	1
Secador	0.98	0.02	0	0.69	0.25	0.06	0.99
Geladeira	0.85	-1.4	1.55	22.99	-40.39	18.4	0.90
Torno	1.91	-2.21	1.3	2.51	-2.34	0.83	0.80

Referências Bibliográficas

- ANEEL (2010). Resolução normativa n° 414: condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. *Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível Em: <http://www.aneel.gov.br>.*
- ANEEL (2014a). Nota técnica n° 57/2014: Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição. *Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível Em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/>.*
- ANEEL (2014b). Prodlist: Módulo 8 - qualidade da energia elétrica. *Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível Em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>.*
- ANEEL (2015). Prodlist: Módulo 7 - cálculo de perdas na distribuição. *Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível Em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>.*
- ANEEL (2016). Prodlist: Módulo 1 - introdução. *Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível Em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>.*
- ANEEL e Eletropaulo (2015). Nota técnica n° 26/2015: Apuração das perdas na distribuição - aes eletropaulo. *Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível Em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/>.*
- Bokhari, A., Alkan, A., Dogan, R., Diaz-Aguiló, M., de León, F., Czarkowski, D., Zabar, Z., Birenbaum, L., Noel, A., e Uosef, R. E. (2014). Experimental determination of the zip coefficients for modern residential, commercial, and industrial loads. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29(3):1372–1381.
- Chairman, W. P. (1993). Load representation for dynamic performance analysis [of power systems]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(2):472–482.
- Chairman, W. P. (1995a). Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(1):523–538.

- Chairman, W. P. (1995b). Standard load models for power flow and dynamic performance simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(3):1302–1313.
- Coello, C. A. C., Lamont, G. B., e Veldhuizen, D. A. V. (2007). *Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective Problems*. Springer Science+Business Media, LLC, 233 Spring Street, New York.
- Collin, A. J., Acosta, J. L., Hayes, B. P., e Djokic, S. Z. (2010). Component-based aggregate load models for combined power flow and harmonic analysis. In *7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010)*, páginas 1–10.
- Collin, A. J., Hernando-Gil, I., Acosta, J. L., e Djokic, S. Z. (2011). An 11 kv steady state residential aggregate load model. part 1: Aggregation methodology. In *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, páginas 1–8.
- da Silva Castro, W. (2016). *Posicionamento Ótimo de Para-raios em Linhas de Transmissão*. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais.
- de Freitas, P. R. R. (2015). *Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS*. Trabalho de Formatura, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- del Pilar Rios, A., Agbossou, K., e Cardenas, A. (2017). Taylor series approximation of zip model for on-line estimation of residential loads' parameters. In *2017 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, páginas 632–637.
- do Amaral, M. B. (2012). *Modelagem Estática de Carga Através de Medição Direta e Utilização de Técnicas de Otimização*. Tesis de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora.
- Dugan, R. C. (2016). *OpenDSS Manual, Program Revision: 7.6*. Electric Power Research Institute (EPRI), Inc.
- Dugan, R. C. e Artritt, R. F. (2010). *The IEEE 8500-Node Test Feeder*. IEEE Power and Energy Society (IEEE-PES).
- FEEC e UNICAMP (2011). *Modelagem de Carga para Análise Computacional de Sistemas de Energia Elétrica: Metodologias e Técnicas de Parametrização*. P&D: 316, Campinas- SP, Brasil.

- FEEC e UNICAMP (2012). *Agregação de Modelos de Carga para Análise Computacional de Sistemas de Energia Elétrica*. P&D: 316, Campinas- SP, Brasil.
- Gaspar, W. A., d. Oliveira, E. J., Garcia, P. A. N., e d. Amaral, M. B. (2012). Static load model adjustment using fuzzy logic and differential evolution. In *2012 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*, páginas 1–6.
- Goldberg, D. E. (1989). *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*. Addison-Wesley Publishing Company, United States of America.
- Hajagos, L. M. e Danai, B. (1998). Laboratory measurements and models of modern loads and their effect on voltage stability studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(2):584–592.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and control*. McGraw-Hill Inc., California, EUA.
- Leite, M. A. O. (2014). *Reconfiguração de Redes de Distribuição Primária de Energia Elétrica para Redução de Perdas Técnicas*. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais.
- Lu, N., Xie, Y., Huang, Z., Puyleart, F., e Yang, S. (2008). Load component database of household appliances and small office equipment. In *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, páginas 1–5.
- Ma, J., mu He, R., yang Dong, Z., e Hill, D. J. (2007). Measurement-based load modeling using genetic algorithms. In *2007 IEEE Congress on Evolutionary Computation*, páginas 2909–2916.
- Mishra, V., Sharma, M. P., Vyas, B., e Ola, S. R. (2016). Power loss reduction of 11 kv feeder using capacitor banks to distribution transformers - a case study. In *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, páginas 1–6.
- PROCEL (2007). Avaliação do mercado de eficiência energética no brasil - classe residencial. Disponível Em: <http://www.procelinfo.com.br/main.asp>.
- Quilumba, F. L., Lee, W.-J., Huang, H., Wang, D. Y., e Szabados, R. L. (2011). Load model development for next generation appliances. In *2011 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, páginas 1–7.

- Ranade, S. J., Ellis, A., e Mechenbier, J. (2001). The development of power system load models from measurements. *2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives (Cat. No.01CH37294)*, 1:201–206 vol.1.
- Regulski, P., Vilchis-Rodriguez, D. S., Djurovic, S., e Terzija, V. (2015). Estimation of composite load model parameters using an improved particle swarm optimization method. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(2):553–560.
- Rodríguez-García, L., Pérez-Londoño, S., e Mora-Flórez, J. (2013). Particle swarm optimization applied in power system measurement-based load modeling. In *2013 IEEE Congress on Evolutionary Computation*, páginas 2368–2375.
- Tsagarakis, G., Collin, A. J., e Kiprakis, A. E. (2012). Modelling the electrical loads of uk residential energy users. In *2012 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, páginas 1–6.
- Vignesh, V., Chakrabarti, S., e Srivastava, S. C. (2014). An experimental study on the load modelling using pmu measurements. In *2014 IEEE PES T D Conference and Exposition*, páginas 1–5.
- Wen, J. Y., Jiang, L., Wu, Q. H., e Cheng, S. J. (2003). Power system load modeling by learning based on system measurements. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18(2):364–371.