



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS (UFG)
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO (EMC)
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
COMPUTAÇÃO

ARTHUR OLIVEIRA SILVA

Caracterização do modelo ZIP na análise de sistemas de distribuição de energia elétrica

Goiânia

2022



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

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO (TECA) PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TESES E DISSERTAÇÕES NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG

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

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

1. Identificação do material bibliográfico

Dissertação Tese Outro*: _____

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

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

2. Nome completo do autor

Arthur Oliveira Silva

3. Título do trabalho

“Caracterização do modelo ZIP na análise de sistemas de distribuição de energia elétrica”

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

Concorda com a liberação total do documento SIM NÃO¹

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

- a) consulta ao(a) autor(a) e ao(a) orientador(a);
- b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo da tese ou dissertação.

O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

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

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



Documento assinado eletronicamente por **Lina Paola Garcés Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 30/11/2022, às 10:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **ARTHUR OLIVEIRA SILVA, Discente**, em 30/11/2022, às 11:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3370275** e o código CRC **D854D874**.

ARTHUR OLIVEIRA SILVA

Caracterização do modelo ZIP na análise de sistemas de distribuição de energia elétrica

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Engenharia Elétrica e de Computação (PPGEEC) da Universidade Federal de Goiás (UFG) como requisito para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Engenharia Elétrica.

Orientadora: Dra. Lina Paola Garcés Negrete

Goiânia

2022

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

Silva, Arthur Oliveira

Caracterização do modelo ZIP na análise de sistemas de distribuição de energia elétrica [manuscrito] / Arthur Oliveira Silva. - 2022.

LXXII, 72 f.

Orientador: Profa. Dra. Lina Paola Garcés Negrete.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, 2022.

1. Modelo ZIP. 2. Fluxo de Potência. 3. Algoritmo Genético. I. Negrete, Lina Paola Garcés, orient. II. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS

ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO

Ata nº 12 da sessão de Defesa de Dissertação de **Arthur Oliveira Silva**, que confere o título de Mestre em **Engenharia Elétrica e de Computação**, na área de concentração em **Engenharia Elétrica**.

Aos **vinte e sete dias do mês de outubro de dois mil e vinte e dois**, a partir das **09h00min.**, realizou-se a sessão pública de Defesa de Dissertação intitulada “**Caracterização do modelo ZIP na análise de sistemas de distribuição de energia elétrica**”. Os trabalhos foram instalados pela Orientadora, Professora Doutora **Lina Paola Garcés Negrete - (EMC/UFG)**, com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Professor Doutor **Thales Sousa - (CECS-UFABC)**, membro titular externo; Professor Doutor **Marcelo Escobar de Oliveira - (IFG-Itumbiara)**, membro titular externo e Professor Doutor **Gelson Antônio Andrêa Brigatto (EMC/UFG)**, membro titular externo, **cuja participação ocorreram através de videoconferência**. Durante a arguição os membros da banca **não fizeram** sugestão de alteração do título do trabalho. A Banca Examinadora reuniu-se em sessão secreta a fim de concluir o julgamento da Dissertação, tendo sido o candidato **APROVADO** pelos seus membros. Proclamados os resultados pela Professora Doutora Lina Paola Garcés Negrete, Presidente da Banca Examinadora, foram encerrados os trabalhos e, para constar, lavrou-se a presente ata que é assinada pelos Membros da Banca Examinadora, aos vinte e sete dias do mês de outubro de dois mil e vinte e dois.

TÍTULO SUGERIDO PELA BANCA



Documento assinado eletronicamente por **Lina Paola Garcés Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 27/10/2022, às 11:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gelson Antonio Andrea Brigatto, Professor do Magistério Superior**, em 27/10/2022, às 11:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Marcelo Escobar de Oliveira, Usuário Externo**, em 27/10/2022, às 12:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Thales Sousa, Usuário Externo**, em 28/10/2022, às 09:40, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3286947** e o código CRC **475BA5EE**.

Este trabalho é dedicado à minha família e amigos.

Agradecimentos

A minha família, que nem sempre compreendeu os desafios de ser um estudante de mestrado, mas que sempre apoiou meu desejo de estudar.

A minha esposa, que soube compreender meus momentos de ausência e sempre me apoiou.

A minha orientadora Profa. Dra. Lina Paola Garcés Negrete pela atenção e conselhos sempre pertinentes.

Ao Prof. Dr. Gelson Antônio Andréa Brigatto, pelo conhecimento compartilhado, que foi essencial para a elaboração deste trabalho.

A todos os amigos que de alguma forma me apoiaram e incentivaram.

“Ignorance is bliss”.
(Thomas Gray)

Resumo

Este trabalho apresenta uma proposta de otimização dos coeficientes do modelo ZIP para a modelagem das cargas presentes em sistemas de distribuição de energia elétrica. Inicialmente, a teoria básica do fluxo de potência é apresentada e, através de um exemplo usando a rede teórica IEEE 118-bus, mostra-se que as perdas técnicas e os perfis de tensão obtidos na solução do fluxo de potência são impactados quando três cenários de modelo ZIP são considerados. Dos resultados do exemplo, verifica-se que essa abordagem não deve ser negligenciada em estudos de planejamento e operação dos sistemas, pois a não-consideração do modelo ZIP pode trazer impactos no diagnóstico da rede e, conseqüentemente, o direcionamento de investimentos imprudentes sob a ótica do mínimo custo global, preconizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Dessa forma, propõe-se neste trabalho um modelo de otimização matemática que permite obter os coeficientes característicos do modelo ZIP das cargas, que tem como objetivo a minimização da diferença entre a corrente real medida e a calculada através da solução do problema de fluxo de carga. Esse modelo será resolvido através de um algoritmo genético, onde cada classe de consumidor possui seus próprios coeficientes do modelo ZIP, separados em parcelas de potência ativa e reativa. Dois estudos de caso em redes reais de distribuição de energia elétrica são realizados para demonstrar o impacto dos coeficientes ótimos do modelo ZIP no que tange as perdas técnicas (MWh) dos alimentadores. Finalmente, os resultados do trabalho permitem que concessionárias de energia elétrica realizem diagnósticos da rede de maneira mais assertiva, uma vez que cada rede pode ter um modelo ZIP que se adapte melhor ao comportamento de suas cargas.

Palavras-chave: Modelo ZIP. Fluxo de Potência. Algoritmo Genético.

Abstract

This paper presents a proposal for optimizing the ZIP model coefficients for modeling the loads present in electrical power distribution systems. Initially, the basic power flow theory is presented and, through an example using the theoretical IEEE 118-bus network, it is shown that the technical losses and voltage profiles obtained from the power flow solution are impacted when three ZIP model scenarios are considered. From the results of the example, it can be seen that this approach should not be neglected in system planning and operation studies, since the non-consideration of the ZIP model can bring impacts in the network diagnosis and, consequently, lead to the direction of imprudent investments under the view of the minimum global cost, as recommended by the National Electric Energy Agency (ANEEL). Thus, this paper proposes a mathematical optimization model that allows obtaining the characteristic coefficients of the ZIP model of the loads, which has as an objective the minimization of the difference between the measured actual current and the calculated one through the solution of the load flow problem. This model will be solved using a genetic algorithm, where each consumer class has its own ZIP model coefficients, separated in active and reactive power portions. Two case studies in real power distribution networks are performed to demonstrate the impact of the optimal ZIP model coefficients on the technical losses (MWh) of the feeders. Finally, the results of the work allow utilities to perform network diagnostics in a more assertive way, since each network can have a ZIP model that best fits the behavior of its loads.

Keywords: ZIP Model. Load Flow. Genetic Algorithm.

Lista de ilustrações

Figura 0.1 – Perfil de carga da região metropolitana de Tóquio.	15
Figura 3.1 – Barra genérica k e ramo genérico $k-m$ para a definição das convenções de sentido positivo para correntes e potências.	24
Figura 3.2 – Ramo genérico $k-m$ para exemplificação da varredura inversa do MSP.	30
Figura 3.3 – Ramo genérico $k-m$ para exemplificação da varredura direta do MSP.	30
Figura 3.4 – Representação gráfica do modelo ZIP.	33
Figura 3.5 – Topologia da rede de 118 barras.	35
Figura 3.6 – Perfil de tensão para o caso base.	37
Figura 3.7 – Histograma de tensão para o caso base.	38
Figura 3.8 – Perfil de tensão para o caso 1.	39
Figura 3.9 – Perfil de tensão para o caso 2.	40
Figura 3.10 – Histograma de tensão para o caso 2.	40
Figura 3.11 – Perfil de tensão para o caso 3.	41
Figura 4.1 – Exemplo de dados de impedância e carga para uma rede teórica.	45
Figura 4.2 – Exemplo de um condutor 4/0 AWG cadastrado na base de dados de um software comercial.	46
Figura 4.3 – Exemplo de um condutor real instalado em uma modelagem de um software comercial.	47
Figura 4.4 – Exemplo de aplicação do método de alocação de carga.	49
Figura 5.1 – Interface gráfica do software CYME.	51
Figura 5.2 – Exemplo de código utilizando o módulo <i>cymphy</i>	51
Figura 5.3 – Fluxograma básico de um algoritmo genético.	53
Figura 5.4 – Fluxograma do algoritmo genético implementado para a estimação dos coeficientes do modelo ZIP.	57
Figura 5.5 – Representação gráfica dos atributos de cada indivíduo.	58
Figura 5.6 – Fluxo do algoritmo dentro do software CYME.	58
Figura 6.1 – Topologia da rede 1.	61
Figura 6.2 – Curva de carga no dia de pico para a rede 1.	62
Figura 6.3 – Perfil de carga típico (em p.u.) de um consumidor residencial.	62
Figura 6.4 – Impacto do chuveiro elétrico no perfil de carga de um consumidor residencial.	63
Figura 6.5 – Evolução do algoritmo genético para a rede 1.	63
Figura 6.6 – Topologia da rede 2.	65
Figura 6.7 – Curva de carga no dia de pico para a rede 2.	66
Figura 6.8 – Evolução do algoritmo genético para a rede 2.	67

Lista de tabelas

Tabela 3.1 – Faixas de variação de tensão definidas em (ANEEL, 2021d).	36
Tabela 3.2 – Comparação das perdas elétricas para o caso 1.	39
Tabela 3.3 – Comparação das perdas elétricas, em kW, para o caso 2.	41
Tabela 3.4 – Comparação das perdas elétricas, em kW, para o caso 3.	42
Tabela 3.5 – Ranking de perdas elétricas para os 9 cenários analisados.	42
Tabela 6.1 – Divisão dos consumidores e do consumo (kWh) por classe da rede 1. . .	61
Tabela 6.2 – Coeficientes para os modelos ZIP por classe obtidos para a rede 1. . .	64
Tabela 6.3 – Comparação das perdas de energia (em MWh e em R\$) para a rede 1. . .	64
Tabela 6.4 – Divisão dos consumidores e do consumo (kWh) por classe da rede 2. . .	65
Tabela 6.5 – Coeficientes para os modelos ZIP por classe obtidos para a rede 2. . .	66
Tabela 6.6 – Comparação das perdas de energia (em MWh e em R\$) para a rede 2. . .	67

Trabalhos Submetidos e Publicados

Trabalhos aprovados e/ou publicados:

- SILVA A. O.; Negrete , L. P. G. ; Brigatto, G.A.A. .Relevância do Modelo de Carga ZIP em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. In: *Congresso Brasileiro de Automática*. Fortaleza, Ceará, 2022.

Sumário

Introdução	14
I Base Teórica	17
1 Revisão bibliográfica	18
2 Regulação brasileira	20
2.1 Modelo ZIP	20
2.2 Classes de consumo	21
3 Fluxo de potência e modelo ZIP	23
3.1 Convenções de sinais de correntes e potências	24
3.2 Modelagem de geração e carga em sistemas elétricos	24
3.3 Equação nodal de rede	25
3.4 Problema do fluxo de carga (PFC)	26
3.4.1 Subsistema 1	27
3.4.2 Subsistema 2	28
3.5 Método da soma das potências - MSP	28
3.6 Modelo ZIP	32
3.7 MSP considerando o modelo ZIP	34
3.8 Impacto do modelo ZIP na alocação de GDs e bancos de capacitores	34
3.8.1 Caso base (sem alocação de equipamentos)	37
3.8.2 Caso 1: Alocação apenas de GDs nas barras 51 (1680 kW), 74 (1820 kW) e 111 (1760 kW)	38
3.8.3 Caso 2: Alocação apenas de um banco de capacitores de 2500 kVAr na barra 74	38
3.8.4 Caso 3: Alocação simultânea de GDs e banco de capacitores	41
3.8.5 Comparação das perdas técnicas para os três casos	42
II Desenvolvimento	44
4 Redes teóricas vs. redes reais	45
4.1 Redes teóricas	45
4.2 Redes Reais	45
4.3 Alocação de carga	48
5 Otimização	50
5.1 Software CYME	50
5.2 Algoritmos genéticos	52
5.3 Algoritmo genético proposto	53

5.3.1	Formulação do problema	54
5.3.2	Algoritmo de solução	54
III	Resultados	59
6	Estudo de caso	60
6.1	Rede 1	60
6.2	Rede 2	64
7	Conclusão	68
	Referências	70

Introdução

A análise do fluxo de potência é parte fundamental de diversas simulações inerentes ao processo de planejamento da expansão dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). Sua relevância se apresenta pela necessidade do pleno conhecimento do estado elétrico da rede no seu estado atual, bem como os efeitos da interligação com outros sistemas e conexão de novas cargas e gerações ([STEVENSON, 1986](#)).

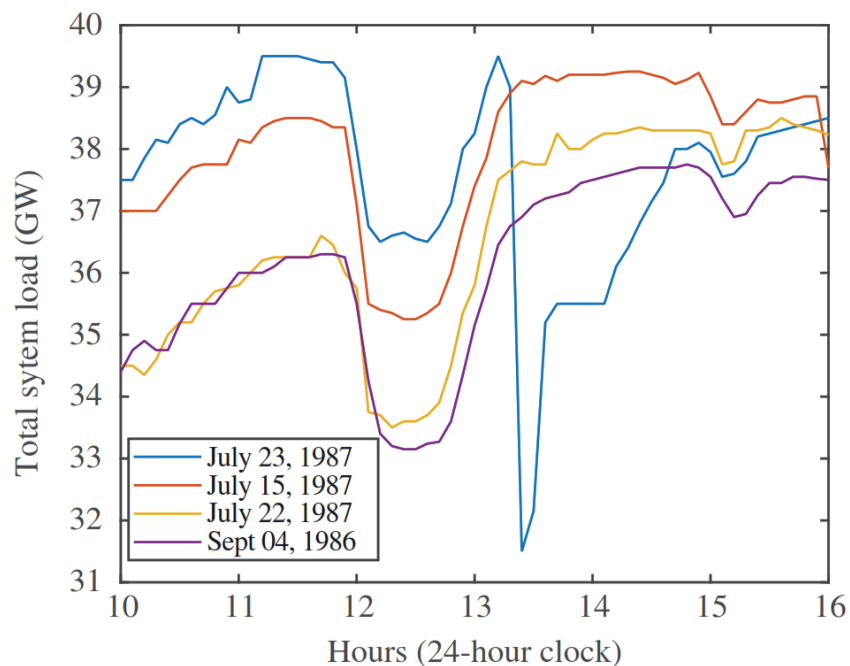
Nesse âmbito, a modelagem de cargas, fator importante na solução do Problema de Fluxo de Potência (também conhecido como Problema do Fluxo de carga - PFC), apresenta-se como um critério pertinente na simulação de sistemas, uma vez que as cargas ativa e reativa de uma barra genérica do sistema têm dependência com o módulo da tensão da barra e podem ser caracterizadas através do modelo ZIP, o qual define três parcelas (potência constante, corrente constante e impedância constante), as quais buscam refletir o comportamento das cargas face as variações de tensão na barra a qual estão conectadas ([BRIGATTO, 2021](#)).

Motivação e justificativas

A assertividade das simulações de fluxo de potência passa pela modelagem rigorosa de seus componentes (cargas, fontes, geradores, linhas de transmissão e distribuição, bancos de capacitores, reguladores de tensão, etc). Nesse aspecto, a modelagem detalhada das cargas (quer seja considerando o modelo ZIP, exponencial ou outros) não raramente é negligenciada durante as simulações em softwares comerciais os quais geralmente oferecem, de forma nativa, tais modelagens dentro dos seus métodos de fluxo de potência. A resolução do PFC considerando o comportamento das cargas como potência constante, por exemplo, tem impactos não somente no âmbito técnico, mas também econômico. As distribuidoras de energia elétrica se valem dos resultados do PFC para encontrar criticidades em seu sistema, tanto no estado atual quanto na expansão futura para então criar um plano de investimentos com o objetivo de mitigar tais problemas. Essas criticidades geralmente correspondem a tensões abaixo dos níveis permitidos pela legislação vigente, carregamentos superiores aos nominais de cada equipamento, entre outros. Nesse sentido, não considerar uma modelagem de carga específica (o que é equivalente a modelar as cargas como potência constante) se apresenta como um risco, uma vez que pode levar a investimentos imprudentes sob a ótica de menor custo global, preconizada no Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da Agência Nacional de Energia Elétrica ([ANEEL, 2021b](#)).

A ausência de uma metodologia concisa de modelagem de cargas já apresentou consequências catastróficas: em 23 de julho de 1987, uma onda de calor gerou demandas acima da média com uma rampa estimada em 400 MW/min (conforme descrito na Figura 0.1, o que levou ao colapso do sistema elétrico de Tóquio, deixando mais de 2.8 milhões de unidades consumidoras sem eletricidade. Tal colapso foi atribuído em parte à subestimação das características do consumo de energia reativa das cargas de ar-condicionado (IEEE, 1993)(KURITA; SAKURAI, 1988).

Figura 0.1 – Perfil de carga da região metropolitana de Tóquio.



Fonte: Adaptado de (CHOW; SANCHEZ-GASCA, 2020).

Objetivos

Este trabalho tem por objetivo principal determinar os coeficientes ótimos do modelo ZIP para a aplicação em redes de distribuição de energia elétrica, de modo a reproduzir um comportamento das cargas do sistema mais próximo do real.

Para atingir esse objetivo, um modelo de otimização matemática é formulado e, seguidamente, um método de solução baseado em Algoritmos Genéticos foi aplicado para obter os modelos ZIP ótimos das cargas presentes no sistema. Testes em duas redes reais são realizados com o objetivo de determinar esses modelos ZIP ótimos para cargas e avaliar o impacto que essa modelagem traz quando comparada com as modelagens tradicionais.

Estrutura do trabalho

Esta dissertação tem a seguinte estrutura: de início, a base teórica do fluxo de potência e do modelo de carga ZIP é apresentada e um exemplo de alocação ótima de equipamentos presente na literatura técnica utilizando o algoritmo de busca tabu é analisado para demonstrar a relevância do modelo ZIP neste tipo de análise. Em seguida, realiza-se uma breve discussão sobre a regulamentação brasileira no que tange aos modelos para obtenção de perdas técnicas, com o intuito de mostrar que a falta de diretrizes claras nas normativas da ANEEL tem potencial de gerar impacto econômico nas intervenções que as concessionárias de energia elétrica devem propor para a melhoria da rede. Logo depois, uma breve introdução sobre algoritmos genéticos é apresentada. Na sequência, apresenta-se os detalhes do algoritmo genético implementado e sua aplicação em duas redes e distribuição do sistema elétrico brasileiro e, finalmente, as principais conclusões do estudo são apresentadas.

Parte I

Base Teórica

1 Revisão bibliográfica

Dentre as pesquisas consultadas para a elaboração deste trabalho, poucas de fato se preocupam com a consideração do modelo ZIP nas análises que envolvem fluxo de potência. A literatura deste tema não é tão extensa, mesmo com seu impacto direto em qualquer análise que envolva a execução do fluxo de potência. Os trabalhos realizados por (PATEL; SINGH; SINGH, 2020) e (GRANADOS, 2018) apresentam otimizações de perdas e alocação de GDs representando as cargas através do modelo ZIP. No entanto, tais trabalhos baseiam-se em coeficientes do modelo ZIP típicos para diversos tipos de equipamentos (ar-condicionados, lâmpadas fluorescentes/LED, geladeiras, etc), o que pode inserir incertezas nos resultados uma vez que se tratam de equipamentos cujas tecnologias construtivas evoluem ao longo dos anos, alterando também suas características elétricas. Além disso, quando comparado à aplicação proposta neste trabalho, tal detalhamento por tipo de aparelho torna-se irrelevante uma vez que as concessionárias de energia elétrica não possuem controle ou conhecimento sobre quais tipos de equipamento cada consumidor possui em sua residência/comércio/indústria.

Em (HAFFNER et al., 2009) são realizados testes em laboratório para obter os coeficientes do modelo ZIP para diversos tipos de equipamentos. No entanto, os equipamentos testados (lâmpadas fluorescentes, TVs de tubos de raios catódicos, ar-condicionados sem motores *inverter* etc.) referem-se a tecnologias disponíveis no ano de 2009, ano em que o trabalho foi executado, o que, conforme supracitado, pode não refletir o comportamento dos equipamentos fabricados mais recentemente.

Em (PATEL; SINGH; SINGH, 2020), um algoritmo genético para alocação de GDs mostra que a consideração do modelo ZIP neste tipo de otimização tem relevância e altera os resultados obtidos.

Em (GRANADOS, 2018), um algoritmo genético que também utiliza curvas padrão de carga é implementado com vistas à otimização do cálculo de perdas técnicas regulado pela ANEEL.

Por outro lado, (ARIF et al., 2018) apresenta uma revisão de estado da arte sobre as diversas possibilidades de modelagem de cargas, incluindo modelagens estáticas e dinâmicas, modelos ZIP e exponencial, dentre outros, juntamente com sugestões de coeficientes do modelo ZIP para vários tipos de equipamentos (lâmpadas LED, computadores, aquecedores, etc).

O trabalho apresentado por (CARVALHO, 2014) realiza uma variação de tensão forçada em barras do sistema de distribuição de uma concessionária de energia elétrica brasileira para verificar a resposta das cargas e, então, estimar os coeficientes do modelo

ZIP.

Em suma, trabalhos prévios já discutiram o uso da modelagem de cargas e já abordaram a “otimização” dos coeficientes do modelo ZIP, porém com vistas a otimização de perdas e que utilizam curvas típicas de equipamentos que podem se tornar irreais dada a rápida modernização de tais aparelhos.

Nesse contexto, pretende-se criar uma metodologia que permita ao planejador do sistema de distribuição de energia elétrica conhecer em detalhe os parâmetros do seu fluxo de potência para, assim, prosseguir com investimentos na rede que de fato serão simuladas em um cenário próximo ao comportamento real da rede.

2 Regulação brasileira

2.1 Modelo ZIP

O planejamento da expansão de qualquer sistema de distribuição dentro do território brasileiro tem como premissa o atendimento aos requisitos mínimos dispostos no Módulo 2 do PRODIST. Neste documento, a ANEEL apresenta uma série de instruções que têm por objetivo estabelecer diretrizes, requisitos e critérios para o planejamento de tais sistemas, considerando aspectos como: previsão de demanda, caracterização da carga, critérios de planejamento etc. (ANEEL, 2021b). Um dos pontos abordados no módulo supracitado é a modelagem de cargas. A seção 2.3 (Critérios e Estudos de Planejamento), parágrafo 2.10.6, diz que:

"Em regime permanente, a carga deve ser preferencialmente representada pelo modelo de potência constante, para as potências ativa e reativa."

No entanto, deve-se ressaltar que tal afirmação pertence ao âmbito do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT), definido no Módulo 1 (Introdução) do PRODIST (ANEEL, 2021a) como:

"Conjunto de linhas e subestações que conectam as barras da rede básica ou de centrais geradoras às subestações de distribuição em tensões típicas iguais ou superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL"

Nesse sentido, a seção que versa sobre o Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) não apresenta nenhuma orientação sobre o modelo de carga a ser considerado durante as simulações de fluxo de potência inerentes a qualquer processo de planejamento da expansão dos sistemas elétricos.

Não obstante, também faz-se necessário observar os critérios dispostos no Módulo 7 do PRODIST (Cálculo de Perdas na Distribuição) (ANEEL, 2021c), uma vez que as perdas técnicas são um produto inerente ao próprio cálculo do fluxo de potência. Neste módulo, o PRODIST afirma na seção 4, parágrafo 4.9 que:

O modelo adotado para as cargas conectadas ao SDMT e ao SDBT é denominado ZIP, composto por 100% de impedância constante para parcela reativa e de 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa da carga.

Observa-se portanto a ausência de uma metodologia clara na regulação brasileira que considere a realidade das redes de distribuição no momento de modelar as cargas, trazendo portanto uma incerteza nos resultados do fluxo de potência, o que tem impacto direto no planejamento técnico e financeiro da expansão das redes elétricas.

2.2 Classes de consumo

A Resolução Normativa 1.000/2021 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (que revogou a amplamente conhecida REN 414/2010) indica que as distribuidoras de energia elétrica devem classificar todas as unidades consumidoras em grupos (denominados classes de consumo) para fins de aplicação de tarifa de acordo com a atividade exercida por cada consumidor (ANEEL, 2021e). Tais classes podem ainda se dividir em subclasses, conforme descrito a seguir:

- Residencial
 - Residencial;
 - Residencial baixa renda;
 - Residencial baixa renda Indígena;
 - Residencial baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social;
 - Residencial baixa renda multifamiliar.
- Industrial
- Comercial
 - Comercial;
 - Serviços de transporte, exceto tração elétrica;
 - Serviços de comunicações e telecomunicações;
 - Associação e entidades filantrópicas;
 - Templos religiosos;
 - Administração condominial: iluminação e instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações;
 - Iluminação em rodovias: solicitada por quem detenha concessão ou autorização para administração em rodovias;
 - Semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito, solicitados por quem detenha concessão ou autorização para controle de trânsito;

- Rural
 - Agropecuária rural;
 - Instalações elétricas de poços de captação de água
 - Serviço de bombeamento de água destinada à atividade de irrigação.
 - Agropecuária urbana:
 - Residencial rural;
 - Cooperativa de eletrificação rural;
 - Agroindustrial;
 - Serviço público de irrigação rural;
 - Escola agrotécnica: estabelecimento de ensino direcionado à agropecuária;
 - Aquicultura.

- Poder Público
 - Iluminação Pública;
 - Serviço Público:
 - * tração elétrica;
 - * água, esgoto e saneamento;
 - Consumo Próprio.

O agrupamento dos consumidores por classes de consumo permite não somente a aplicação tarifária diferenciada entre eles, mas também contribui para conglomerar consumidores que possuam comportamentos elétricos similares, e tal característica será usada posteriormente neste trabalho, onde serão consideradas as classes descritas acima (Residencial, Industrial, Comercial, Rural e Poder Público [doravante denominada “Outros”]).

3 Fluxo de potência e modelo ZIP

O conhecimento do comportamento de uma rede em regime permanente (tensões, correntes e potências) através de simulações computacionais é denominado fluxo de potência, conhecido também como fluxo de carga, ou ainda *load flow* ou *power flow*.

Esse tipo de análise é de extrema relevância para distribuidoras de energia elétrica, uma vez que faz parte de diversos estudos e análises da empresa (ZANIN JÚNIOR, 2018), a saber:

- Planejamento: O conhecimento do estado atual da rede é o passo inicial para identificar criticidades (tensões baixas, sobrecargas, etc) para então propor intervenções de expansão do sistema no médio e longo prazo;
- Proteção: A identificação da corrente passante em um determinado ponto da rede permite dimensionar correntemente a capacidade nominal de fusíveis, religadores, chaves automáticas, etc. Além disso, a depender da filosofia de proteção adotada pela concessionária, pode-se realizar análises de curto circuito com a tensão pré-falta, ou seja, ao invés de se considerar 1 p.u. como tensão em todos os nós da rede para o cálculo das correntes de curto-circuito, se considera a tensão em cada ponto advinda do cálculo do fluxo de potência.
- Operação: De posse da modelagem da rede e de medições de corrente e/ou potência, é possível simular cenários de manobras da rede quando ocorrem interrupções ou falhas em um dado circuito.

Dentre os diversos métodos para a resolução do problema do fluxo de carga, (BRIGATTO, 2021) destaca os seguintes:

- Método de Newton–Raphson;
- Método de Newton Desacoplado;
- Método de fluxo de carga DC;
- Método da soma das correntes (MSI);
- Método da soma das potências (MSP).

Nos fluxos de potência executados neste trabalho, optou-se pelo Método da Soma das Potências (MSP), por ser um método de rápida convergência (assim como o MSI) pois

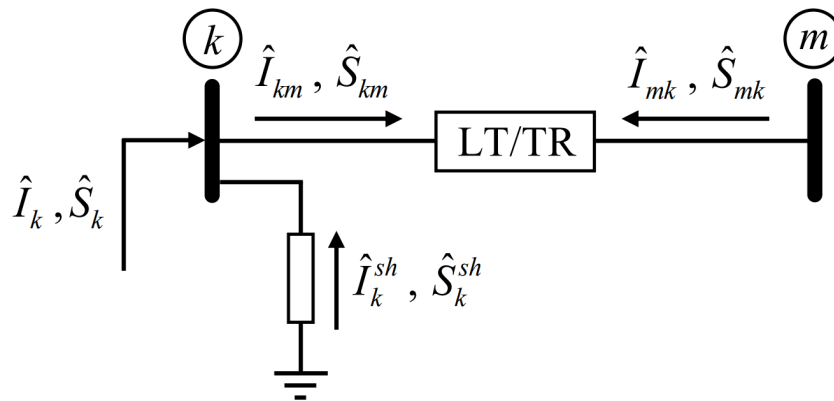
sua metodologia baseia-se na resolução de uma equação de quarto grau (da qual apenas a raiz real positiva tem sentido físico), ou seja, este método gera um esforço computacional muito menor do que métodos mais complexos como Newton-Raphson (que passa pela inversão de matrizes quase sempre esparsas).

A seguir, apresenta-se uma introdução da modelagem de cargas em sistemas de energia elétrica, bem como a definição do problema do fluxo de carga e sua resolução através do método da soma das potências.

3.1 Convenções de sinais de correntes e potências

Na Figura 3.1 são exemplificadas as convenções de sinais normalmente adotadas na literatura técnica (MONTICELLI, 1983). As injeções de potência \hat{S}_k e corrente \hat{I}_k complexas em uma barra genérica k , bem como as injeções *shunts* (elementos em derivação ao nó de referência) de potência \hat{S}_k^{sh} e corrente \hat{I}_k^{sh} complexas, são convencionadas como positivas entrando na barra. Os fluxos de potência \hat{S}_{km} e corrente \hat{I}_{km} complexas em um ramo qualquer k - m do sistema são convencionados como sendo positivos saindo na barra.

Figura 3.1 – Barra genérica k e ramo genérico k - m para a definição das convenções de sentido positivo para correntes e potências.



Fonte: (BRIGATTO, 2021)

3.2 Modelagem de geração e carga em sistemas elétricos

Para uma barra genérica k onde estão presentes um componente gerador com potência complexa $\hat{S}_k^G = P_k^G + jQ_k^G$ e um componente de carga que absorve uma potência complexa $\hat{S}_k^C = P_k^C + jQ_k^C$, tem-se em consequência que a injeção líquida de potência complexa $\hat{S}_k = P_k + jQ_k$ na barra k é definida por:

$$\hat{S}_k = P_k + jQ_k = \hat{S}_k^G - \hat{S}_k^C = (P_k^G - P_k^C) + j(Q_k^G - Q_k^C) \quad (3.1)$$

onde as partes real e imaginária da injeção líquida de potência aparente modelam então, respectivamente, as injeções líquidas de potência ativa e reativa de um sistema elétrico, dadas por:

$$P_k = P_k^G - P_k^C \quad (3.2)$$

$$Q_k = Q_k^G - Q_k^C \quad (3.3)$$

tal que um valor positivo é associado a uma predominância de geração de potência injetada na barra k , e um valor negativo a uma predominância de carga absorvida da barra k do sistema.

3.3 Equação nodal de rede

A aplicação da primeira lei de Kirchhoff (“A soma algébrica das correntes que entram e saem de um nó é igual a zero”) às barras de um sistema elétrico permite determinar uma relação matricial chamada equação nodal de rede, em que o vetor de injeções líquidas de corrente complexas de barras $\hat{\underline{I}}$ se relaciona com o vetor de tensões complexas de barra $\hat{\underline{E}}$ por meio da matriz admitância nodal $[\hat{\underline{Y}}] = [G] + j[B]$, que descreve a topologia da rede, tal que:

$$\hat{\underline{I}} = [\hat{\underline{Y}}] \hat{\underline{E}} \quad (3.4)$$

onde os elementos da diagonal principal e fora da diagonal das matrizes de condutância $[G]$ e susceptância $[B]$ são dadas por:

$$G_{kk} = \sum_{m \in \Omega_k} a_{km}^2 g_{km} \quad (3.5)$$

$$G_{km} = G_{mk} = -a_{km} g_{km} \quad (3.6)$$

$$G_{mm} = \sum_{m \in \Omega_k} g_{km} \quad (3.7)$$

$$B_{kk} = b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (b_{km}^{sh} + a_{km}^2 g_{km}) \quad (3.8)$$

$$B_{km} = B_{mk} = -a_{km} b_{km} \quad (3.9)$$

$$B_{mm} = b_m^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (b_{km}^{sh} + b_{km}) \quad (3.10)$$

em que g_{km} (condutância série de um ramo genérico k - m), b_{km} (susceptância série do ramo k - m), b_k^{sh} (susceptância shunt em uma barra k) e b_{km}^{sh} (susceptância shunt de linha de transmissão em um ramo qualquer k - m) são elementos primitivos de rede, e a_{km} é o valor do tap do transformador em um ramo k - m .

3.4 Problema do fluxo de carga (PFC)

O problema do fluxo de carga constitui-se essencialmente na determinação do estado das tensões de barra (magnitude e ângulo de fase) da rede elétrica em estudo, e demais incógnitas de interesse, tais como fluxos e perdas de potência nos ramos.

A imposição do balanço de potência nas barras do sistema resulta na formulação básica do problema do fluxo de carga, em que a potência líquida (geração - carga) injetada em uma barra genérica k tem que se igualar ao somatório dos fluxos de potência nos elementos de ramos que tem a barra como um de seus terminais e no elemento shunt da barra, tal que obtém-se:

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.11)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.12)$$

onde Ω_k é o conjunto de todas as barras conectadas à barra k .

Analisando-se as equações do problema do fluxo de carga observa-se que estas apresentam uma forte natureza não-linear (funções trigonométricas e produto de tensões), bem como que suas incógnitas estão implícitas (módulo e ângulo de tensões de barra não podem ser isoladas das equações), tal que estas não podem ser obtidas por solução analítica. Assim, o cálculo deste equações requer solução numérica (métodos iterativos), e implementação computacional devido ao elevado número de barras, equações e incógnitas de sistemas elétricos.

Analisando-se as equações 3.11 e 3.12 nota-se também que cada barra tem a ela associadas quatro incógnitas:

1. V_k : magnitude da tensão complexa de barra;

2. θ_k : ângulo de fase da tensão complexa de barra;
3. P_k : injeção líquida de potência ativa;
4. Q_k : injeção líquida de potência reativa.

Logo o problema do fluxo de carga do sistema é normalmente decomposto em dois subproblemas de equações e incógnitas com procedimentos de cálculo distintos, chamados subsistemas e descritos a seguir:

3.4.1 Subsistema 1

Consiste em obter o módulo de tensão V_k e o ângulo de fase θ_k para as barras da rede. Como as equações 3.13 e 3.14 determinam o balanço de potência de barras, pode-se entender que, para barras nas quais P_k (tipos PQ e PV) e Q_k (tipo PQ) são conhecidos, o lado esquerdo das equações 3.13 e 3.14 são dados do problema e o lado direito, por depender do estado das tensões de barra (V_k e θ_k), é desconhecido e necessita ser calculado. Assim, para se diferenciar dados e incógnitas, a literatura técnica costuma renomear as partes à esquerda e à direita destas equações com as denominações ‘especificada’ e ‘calculada’ e definir que: $P_k^{esp} = P_k^{calc}$ e $Q_k^{esp} = Q_k^{calc}$, tal que as partes do balanço de potência de barras P_k^{calc} e Q_k^{calc} a ser determinadas na solução do subsistema 1 são definidas por:

$$P_k^{calc} = V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.13)$$

$$Q_k^{calc} = -V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.14)$$

Baseado nestas definições, pode-se estabelecer então que a diferença entre as potências ativas e reativas especificadas e calculadas para uma barra genérica k , respectivamente, tem que ser nula, tal que as funções de resíduos (ou *mismatches*) $\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k^{calc} = 0$ e $\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k^{calc} = 0$ são dadas por:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - V_k^2 G_{kk} - V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = 0 \quad (3.15)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} + V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \quad (3.16)$$

As expressões dadas por 3.15 e 3.16 residem nas equações básicas do subsistema 1 do problema do fluxo de carga, visto que são funções do estado das tensões de barra,

tal que o cálculo das raízes da equação ΔP_k para $NPQ + NPV$ barras e o cálculo das raízes de ΔQ_k para NPQ barras corresponde à obtenção do estado das tensões de barra para $2NPQ + NPV$ barras do sistema. Assim, definindo-se \underline{P}^{esp} e \underline{Q}^{esp} como os vetores de potências de barra especificadas, e \underline{P}^{calc} e \underline{Q}^{calc} como os vetores de potências de barra calculadas, tem-se que os de vetores de resíduos $\underline{\Delta P}$ e $\underline{\Delta Q}$ definem as equações matriciais básicas a ser resolvidas no subsistema 1, tal que:

$$\underline{\Delta P} = \underline{P}^{esp} - \underline{P}^{calc} = 0 \quad (3.17)$$

$$\underline{\Delta Q} = \underline{Q}^{esp} - \underline{Q}^{calc} = 0 \quad (3.18)$$

Como observado anteriormente, as equações básicas do problema do fluxo de carga caracterizam-se por sua natureza não-linear. Com isso, o cálculo das raízes do conjunto de equações 3.17 e 3.18 necessita da implementação de métodos iterativos adaptados para a sua solução e, como o próprio valor dos resíduos pode ser interpretado como um erro, este pode ser empregado como critério de parada do processo iterativo de solução. A solução do subsistema 1 reside no objetivo básico do problema do fluxo de carga, uma vez que permite obter qualquer outra incógnita da rede em estudo.

3.4.2 Subsistema 2

Reside no cálculo trivial da injeção líquida de potência ativa P_k da barra $V\theta$ e da injeção líquida de potência reativa Q_k para a barra $V\theta$ e para as demais barras do sistema, totalizando fluxos e perdas de potência ativa e reativa nos ramos do sistema e a potência consumida nos elementos *shunts* de barra da rede.

3.5 Método da soma das potências - MSP

O método da soma das potências (MSP) é fundamentado em um equacionamento em termos de potência, sendo baseado em dois processos de varredura de ramos e de barras da rede elétrica em estudo, que são iterativamente repetidos até que algum critério de parada previamente adotado seja atingido:

- Varredura inversa: processo acumulativo de potências ativas e reativas nas barras (exceto na barra fonte), obtidas com base no último estado de tensões de barras, partindo dos nós terminais e em direção ao nó raiz.
- Varredura direta: processo corretivo do módulo e ângulo das tensões de barra (incógnitas do subsistema 1), partindo do estado de tensão da barra fonte (conhecido previamente) e em direção aos nós terminais da rede.

Como exemplificação do processo acumulativo da varredura inversa do MSP, seja o ramo genérico $k-m$ de uma rede de distribuição mostrado na Figura 3.2, onde a barra m situa-se mais distante da barra fonte do que a barra k . Partindo-se dos nós terminais e em direção à barra fonte, define-se o acúmulo de potências na barra m como a soma de todas as potências incidentes (entrando) na barra m , com exceção do fluxo no sentido m para k do ramo $k-m$. Definindo-se Φ_m como o conjunto das barras dos ramos imediatamente a jusante da barra m , com base na Figura 3.2 tem-se que a potência \hat{S}_m^{ac} acumulada na barra m corresponde à injeção líquida de potência (geração - carga) na barra m subtraída do somatório dos fluxos de potência $\hat{S}_{m\ell}$, $\ell \in \Phi_m$, visto que o sentido do fluxo de potência é adotado positivo saindo da barra m , conforme convenção vista na Figura 3.1, tal que:

$$\hat{S}_m^{ac} = \hat{S}_m - \sum_{\ell \in \Phi_m} \hat{S}_{m\ell} \quad (3.19)$$

onde o cálculo da injeção líquida de potência \hat{S}_m da barra m , definida pela equação 3.1, é então obtido por:

$$\hat{S}_m = P_m + jQ_m = S_m^G - S_m^C = (P_m^G - P_m^C) + j(Q_m^G - Q_m^C) \quad (3.20)$$

Além disso, a perda de potência $\hat{S}_{m\ell}^{perdas}$ no ramo $m - \ell$ pode ser obtida com a soma dos fluxos de potência complexa $\hat{S}_{m\ell}$ e $\hat{S}_{\ell m}$ nos dois sentidos do ramo $m - \ell$ e, com base na Figura 3.2 observa-se que o fluxo de potência $\hat{S}_{\ell m}$ no sentido para m equivale à potência $\hat{S}_{m\ell}^{ac}$ previamente acumulada na barra $\ell \in \Phi_m$, tal que $\hat{S}_{\ell m} = \hat{S}_{m\ell}^{ac}$. Logo, tem-se que o fluxo de potência $\hat{S}_{m\ell}$ no sentido de m para ℓ pode ser determinado por:

$$\hat{S}_{m\ell}^{perdas} = \hat{S}_{m\ell} + \hat{S}_{\ell m} = \hat{S}_{m\ell} + \hat{S}_{\ell}^{ac} \Rightarrow \hat{S}_{m\ell} = \hat{S}_{m\ell}^{perdas} - \hat{S}_{\ell}^{ac} \quad (3.21)$$

Aplicando-se o resultado de 3.21 em 3.19, tem-se que a potência \hat{S}_m^{ac} acumulada na barra m é redefinida por:

$$\hat{S}_m^{ac} = P_m^{ac} + jQ_m^{ac} = \hat{S}_m + \sum_{\ell \in \Phi_m} (\hat{S}_{\ell}^{ac} - \hat{S}_{m\ell}^{perdas}) \quad (3.22)$$

sendo:

$$P_m^{ac} = P_m + \sum_{\ell \in \Phi_m} (P_{\ell}^{ac} - P_{m\ell}^{perdas})$$

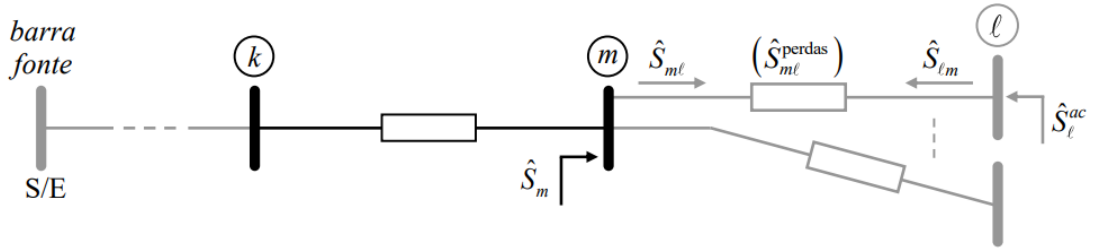
$$Q_m^{ac} = Q_m + \sum_{\ell \in \Phi_m} (Q_{\ell}^{ac} - Q_{m\ell}^{perdas})$$

onde as perdas de potência ativa e reativa de um ramo $m - \ell$ a jusante da barra m $\hat{S}_{m\ell}^{perdas} = P_{m\ell}^{perdas} + jQ_{m\ell}^{perdas}$ são obtidas por:

$$P_{m\ell}^{perdas} = (V_m^2 + V_\ell^2)g_{m\ell} - 2V_mV_\ell g_{m\ell} \cos \theta_{m\ell} \quad (3.23)$$

$$Q_{m\ell}^{perdas} = -(V_m^2 + V_\ell^2)b_{m\ell} + 2V_mV_\ell b_{m\ell} \cos \theta_{m\ell} \quad (3.24)$$

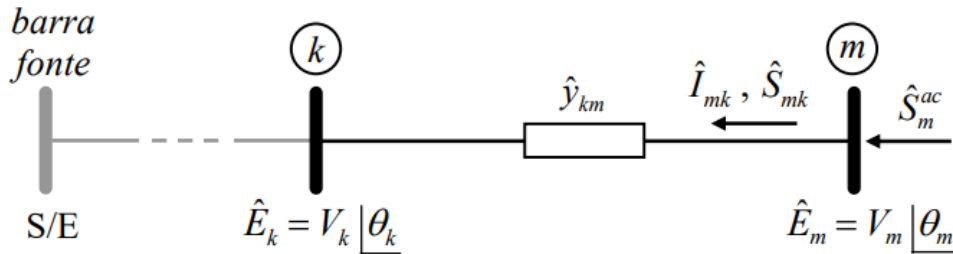
Figura 3.2 – Ramo genérico $k-m$ para exemplificação da varredura inversa do MSP.



Fonte: (BRIGATTO, 2021)

Para exemplificação do processo corretivo da varredura direta do MSP, seja o ramo genérico $k-m$ de uma rede de distribuição dado na Figura 3.3, tal que a barra m situa-se mais distante da barra fonte do que a barra k e o restante da rede a jusante da barra m está equivalenciada pela potência \hat{S}_m^{ac} acumulada na barra m obtida com o processo de varredura inversa. Partindo-se da tensão complexa conhecida da barra fonte e em direção aos nós terminais, tem-se com base na Figura 3.3 que a tensão complexa \hat{E}_m da barra m pode ser corrigida supondo-se que a tensão complexa \hat{E}_k na barra k tenha sido previamente re-calculada, ou conhecida no caso da barra fonte.

Figura 3.3 – Ramo genérico $k-m$ para exemplificação da varredura direta do MSP.



Fonte: (BRIGATTO, 2021)

Empregando-se a equação da corrente $\hat{I}_{mk} = \hat{y}_{km}(\hat{E}_m - \hat{E}_k)$ no sentido m para k de um ramo $k-m$, tem-se que o fluxo de potência no sentido m para k mostrado na Figura 3.3 pode ser determinado por:

$$\hat{S}_{mk} = \hat{E}_m \hat{I}_{mk}^* = \hat{E}_m ((\hat{E}_m - \hat{E}_k) \hat{y}_{km})^*$$

onde $\hat{y}_{km} = y_{km}/\phi_{km}$, sendo $\hat{y}_{km} = \sqrt{g_{km}^2 + b_{km}^2}$ e $\phi_{km} = \arctan(b_{km}/g_{km})$. Com isso, tem-se:

$$\hat{S}_{mk} = V_m^2 g_{km} - j V_m^2 b_{km} - V_k V_m y_{km} (\cos(\theta_m - \theta_k - \phi_{km}) + j \sin(\theta_m - \theta_k - \phi_{km}))$$

Com base na Figura 3.3, pode-se observar também que o fluxo de potência \hat{S}_{mk} corresponde à potência acumulada na barra m , tal que: $\hat{S}_{mk} = \hat{S}_m^{ac}$ onde $\hat{S}_m^{ac} = P_m^{ac} + jQ_m^{ac}$. Estabelecendo estas igualdades, tem-se que:

$$P_m^{ac} + jQ_m^{ac} = V_m^2 g_{km} - j V_m^2 b_{km} - V_k V_m y_{km} (\cos(\theta_m - \theta_k - \phi_{km}) + j \sin(\theta_m - \theta_k - \phi_{km}))$$

Separando-se as partes real e imaginária, pode-se determinar que:

$$P_m^{ac} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m y_{km} \cos(\theta_m - \theta_k - \phi_{km})$$

$$Q_m^{ac} = -V_m^2 b_{km} - V_k V_m y_{km} \sin(\theta_m - \theta_k - \phi_{km})$$

Isolando-se as funções trigonométricas seno e cosseno das equações obtidas e empregando-se a identidade trigonométrica $\sin^2 \alpha + \cos^2 \alpha = 1$, pode-se determinar então que:

$$\left(\frac{-V_m^2 b_{km} - Q_m^{ac}}{V_k V_m y_{km}} \right)^2 + \left(\frac{V_m^2 g_{km} - P_m^{ac}}{V_k V_m y_{km}} \right)^2 = 1$$

Desenvolvendo-se esta equação, pode-se por fim obter o resultado mostrado a seguir:

$$V_m^4 + \underbrace{\left(\frac{2(Q_m^{ac} b_{km} - P_m^{ac} g_{km})}{y_{km}^2} \right)}_{A_m} V_m^2 + \underbrace{\frac{(P_m^{ac})^2 + (Q_m^{ac})^2}{y_{km}^2}}_{B_m} = 0 \quad (3.25)$$

Analisando a equação 3.25 observa-se que os termos A_m e B_m são previamente conhecidos, pois seus componentes são elementos de rede (y_{km} , g_{km} e b_{km}), ou foram previamente corrigidos (V_k) ou calculados (P_m^{ac} e Q_m^{ac}), tal que a equação 3.25 é dependente apenas da variável V_m (módulo da tensão na barra m). Assim, a equação 3.25 consiste de um polinômio de 4º grau em função de V_m , tal que:

$$V_m = \sqrt{\frac{1}{2} \left(\sqrt{A_m^2 - 4B_m} - A_m \right)} \quad (3.26)$$

Com o módulo de tensão V_m obtido com a equação 3.26 e o ângulo de tensão θ_k na barra k corrigido previamente, pode-se obter o ângulo de tensão θ_m na barra m com base na identidade: $\tan \alpha = \sin \alpha / \cos \alpha$, tal que:

$$\theta_m = \theta_k + \phi_{km} + \arctan \left(\frac{-V_m^2 b_{km} - Q_m^{ac}}{V_m^2 g_{km} - P_m^{ac}} \right) \quad (3.27)$$

3.6 Modelo ZIP

Como visto, a modelagem clássica do problema do fluxo de carga considera os dados de carga ativa P_k^C e reativa Q_k^C em uma barra genérica k do sistema em estudo como independentes do módulo V_k da tensão da barra, tal que as cargas são modeladas por valores de potências constantes. Contudo, esta abordagem pode não condizer com o comportamento real de diversos tipos de carga presentes em um sistema elétrico, visto que esta consideração é correta somente se as magnitudes das tensões nodais permanecerem iguais aos seus respectivos valores nominais. Assim, na necessidade de uma abordagem mais abrangente do comportamento das cargas de rede, pode-se empregar o chamado modelo ZIP para a representação de cargas dependentes da tensão de barra.

Em sua formulação mais geral, o modelo ZIP é baseado em valores de referência de tensão e de potência para modelar até três parcelas definidas como potência constante, corrente constante e impedância constante, tal que a representação de cargas ativa P_k^C e reativa Q_k^C em uma barra genérica k de rede por ZIP são definidas por:

$$P_k^C = \left(a_k^p + b_k^p \frac{V_k}{V_k^{ref}} + c_k^p \left(\frac{V_k}{V_k^{ref}} \right)^2 \right) P_k^{ref} \quad (3.28)$$

$$Q_k^C = \left(a_k^q + b_k^q \frac{V_k}{V_k^{ref}} + c_k^q \left(\frac{V_k}{V_k^{ref}} \right)^2 \right) Q_k^{ref} \quad (3.29)$$

onde V_k^{ref} , P_k^{ref} e Q_k^{ref} são os valores de referência da tensão e potências da barra k , respectivamente, e os termos a_k^p , b_k^p , c_k^p , a_k^q , b_k^q e c_k^q residem em parâmetros adimensionais que constituem-se nos pesos de importância de cada parcela de carga da barra k contemplado no modelo ZIP, descritos como:

- a_k^p , a_k^q : parcelas de carga ativa e reativa, respectivamente, modeladas como potência constante;
- b_k^p , b_k^q : parcelas de cargas ativa e reativa, respectivamente, modeladas como corrente constante;

- c_k^p, c_k^q : parcelas de cargas ativa e reativa, respectivamente, modeladas como impedância constante.
- $a_k^p, b_k^p, c_k^p \in [0,1]$, tal que: $a_k^p + b_k^p + c_k^p = 1$
- $a_k^q, b_k^q, c_k^q \in [0,1]$, tal que: $a_k^q + b_k^q + c_k^q = 1$

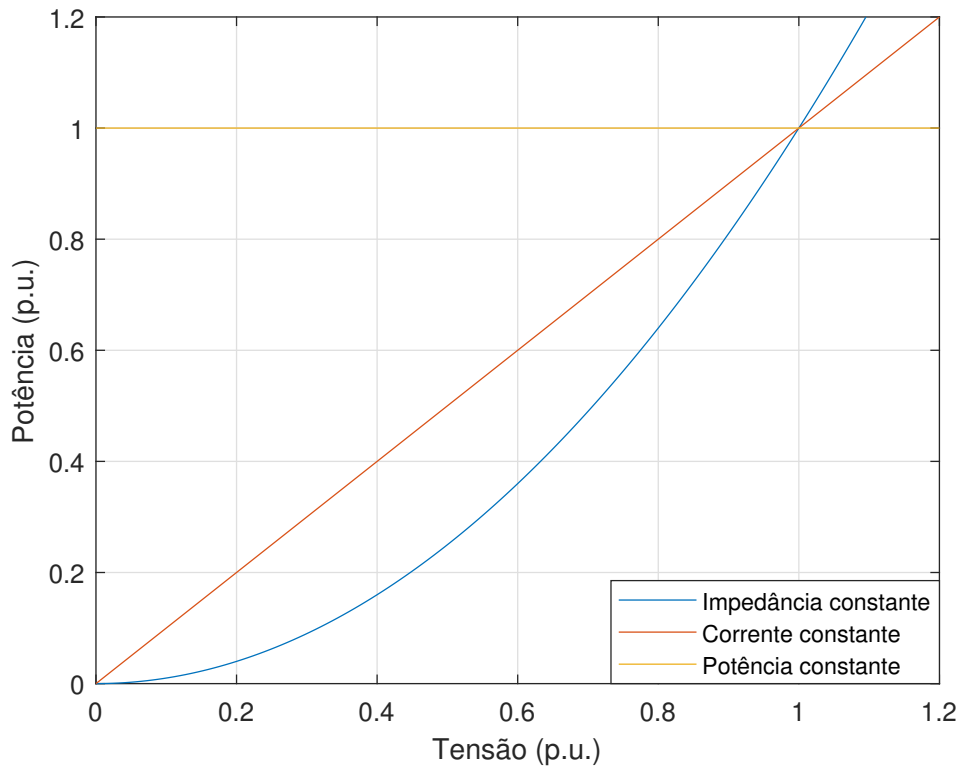
Uma vez que V_k^{ref} indica a tensão de referência do sistema (tensão de base), então $V_k^{ref} = 1,0$ p.u. Logo, as equações 3.28 e 3.29 podem ser reescritas como:

$$P_k^C = (a_k^p + b_k^p V_k + c_k^p V_k^2) P_k^{ref} \quad (3.30)$$

$$Q_k^C = (a_k^q + b_k^q V_k + c_k^q V_k^2) Q_k^{ref} \quad (3.31)$$

A representação gráfica da potência consumida em uma barra k do sistema frente a variações da tensão nessa barra para três modelos ZIP (100% impedância constante, 100% corrente constante e 100% potência constante) é apresentada na Figura 3.4.

Figura 3.4 – Representação gráfica do modelo ZIP.



Fonte: Autor.

3.7 MSP considerando o modelo ZIP

Considerando a formulação apresentada nas equações 3.30 e 3.31, a representação de cargas ativa P_k^C e reativa Q_k^C em uma barra genérica k das equações 3.2 e 3.3 precisa ser redefinida para:

$$P_k = P_k^G - P_k^C \Rightarrow P_k = P_k^G - \left(a_k^p + b_k^p V_k + c_k^p V_k^2 \right) P_k^{ref} \quad (3.32)$$

$$Q_k = Q_k^G - Q_k^C \Rightarrow Q_k = Q_k^G - \left(a_k^q + b_k^q V_k + c_k^q V_k^2 \right) Q_k^{ref} \quad (3.33)$$

Uma vez que a representação de carga em uma barra genérica aparece dentro do MSP a partir da equação 3.20, deve-se aplicar 3.32 e 3.33 em 3.20, tal que:

$$\hat{S}_m = P_m + jQ_m$$

onde:

$$P_m = P_m^G - \left(a_m^p + b_m^p V_m + c_m^p V_m^2 \right) P_m^{ref} \quad (3.34)$$

$$Q_m = Q_m^G - \left(a_m^q + b_m^q V_m + c_m^q V_m^2 \right) Q_m^{ref} \quad (3.35)$$

Na sequência, serão apresentados os resultados de um exemplo da aplicação do modelo ZIP no sistema IEEE 118-bus. Também serão apresentados os impactos do modelo ZIP quando considerada a alocação ótima de equipamentos em redes elétricas.

3.8 Impacto do modelo ZIP na alocação de GDs e bancos de capacitores

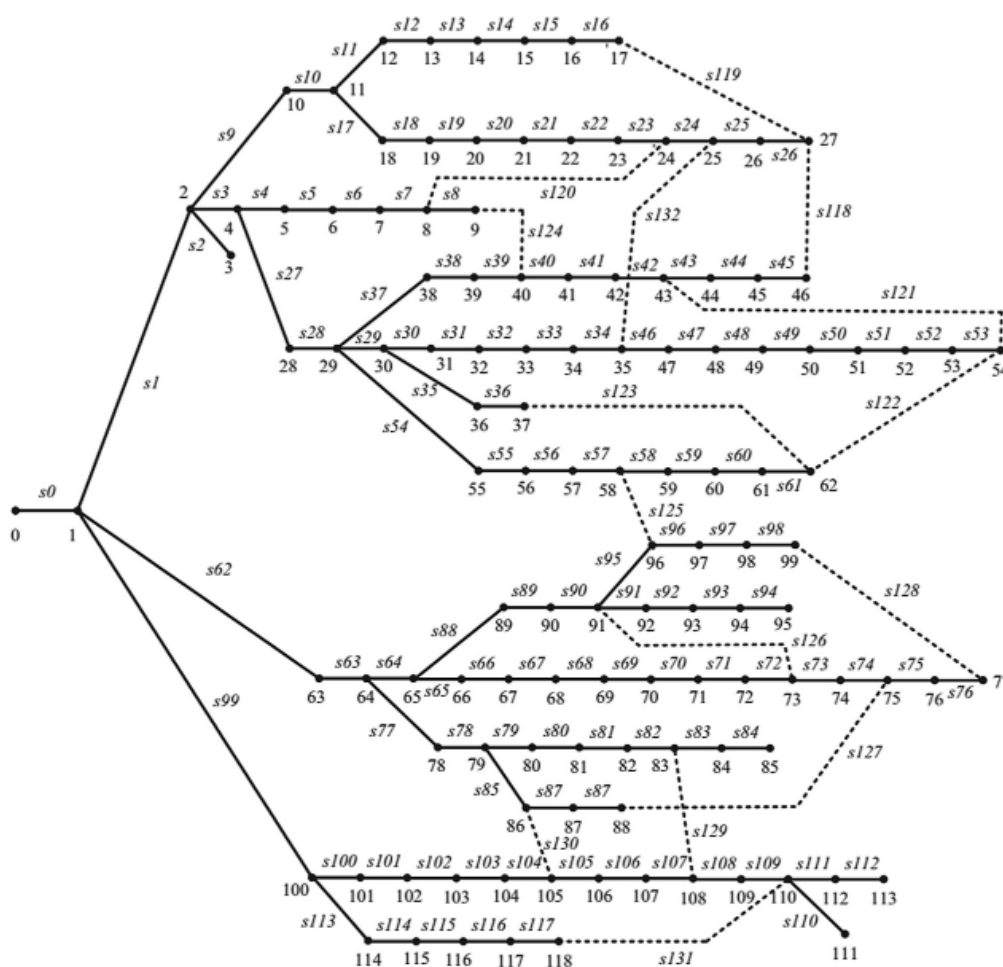
A alocação ótima de equipamentos em redes de distribuição de energia elétrica, aplicada em diversos problemas de planejamento, operação e controle, passa pela modelização matemática do problema e sua consequente resolução através de métodos de otimização clássica e meta-heurísticas baseadas em algoritmos genéticos, busca tabu, etc.

Tais modelos visam minimizar alguns parâmetros (perdas técnicas, custos de operação, tempo de interrupção, etc.) e maximizar outros (eficiência operacional, barras com tensões adequadas, qualidade da energia elétrica, etc) (BANSAL, 2005).

Para exemplificar o impacto da consideração do modelo ZIP em tais otimizações, será tomado como referência o trabalho apresentado em (NAWAZ et al., 2016). Neste artigo

é apresentada uma metodologia para a alocação ótima de equipamentos, especificamente bancos de capacitores e unidades de geração distribuída, em redes de distribuição de energia elétrica com vistas à redução de perdas técnicas. Para testar a proposta, os autores utilizam a rede de 118 barras do IEEE, a qual possui uma carga total de 22.709,7 kW e 17.041,1 kVAR. Os dados de barras e linhas de tal rede são descritos em (ZHANG; FU; ZHANG, 2007) e a topologia é apresentada na Figura 3.5.

Figura 3.5 – Topologia da rede de 118 barras.



Fonte: (ZHANG; FU; ZHANG, 2007)

Neste trabalho, três cenários de alocação de equipamentos são propostos:

- Caso 1: Alocação apenas de GDs nas barras 51 (1680 kW), 74 (1820 kW) e 111 (1760 kW), o que representa 23,2% da carga de potência ativa do sistema.
- Caso 2: Alocação apenas de um banco de capacitores de 2500 kVAR na barra 74.

- Caso 3: Alocação simultânea de GDs e banco de capacitores, conforme dados descritos nos casos 1 e 2.

Os resultados apresentados em (NAWAZ et al., 2016) para o fluxo de potência correspondem às perdas totais de potência ativa (em kW) e menor tensão nodal (em p.u.) do sistema. No entanto, tais resultados negligenciam que as cargas têm diferentes respostas às variações de tensão a cada iteração do fluxo de potência, ou seja, o modelo ZIP não é considerado (o que é equivalente a modelar as cargas como 100% potência constante), e as consequências de tal desconsideração são discutidas a seguir.

Para o caso base (sem alocação de equipamentos) e para os três casos citados anteriormente, novos fluxos de potência foram executados, considerando três cenários de modelo ZIP:

- 100% impedância constante (doravante denominado “Z const.”);
- 100% potência constante (doravante denominado “P const.”);
- 100% de impedância constante para parcela reativa e de 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa da carga (doravante denominado “ANEEL”), conforme preconizado no Módulo 7 do PRODIST e descrito na Seção 2.1.

Além disso, para discutir o impacto do modelo ZIP na variação de tensão de cada barra, utiliza-se como base as tensões de referência estabelecidas na regulação brasileira, cujos limites para redes entre 1 e 69 kV são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021d) e apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Faixas de variação de tensão definidas em (ANEEL, 2021d).

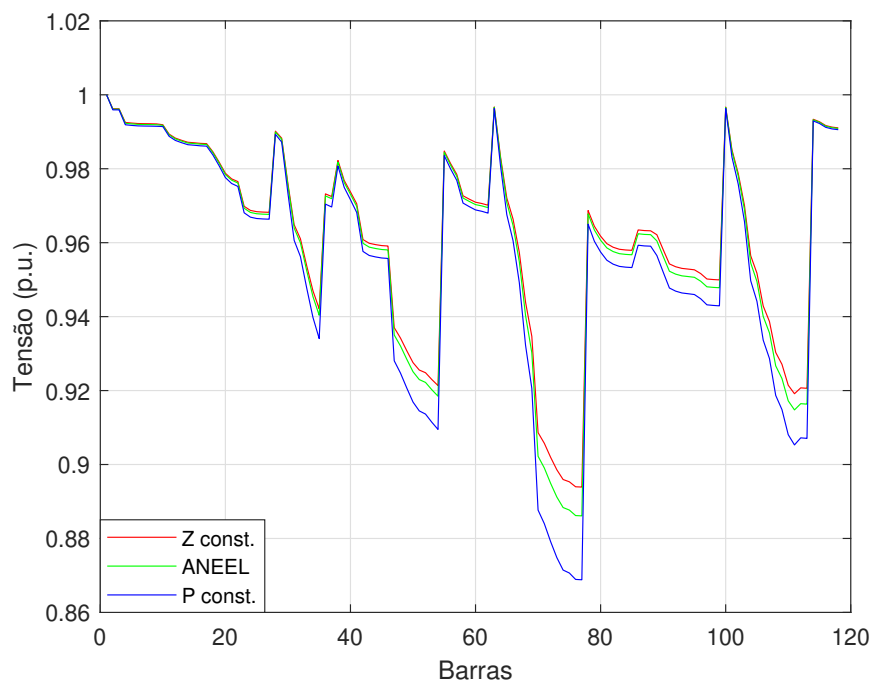
Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

3.8.1 Caso base (sem alocação de equipamentos)

O perfil de tensão dos três cenários extremos de modelo ZIP propostos é apresentado na Figura 3.6, onde se observa que a maior diferença de tensão se dá entre a modelagem das cargas como 100% impedância constante e 100% potência constante. Tal diferença é explicada pela alteração da potência consumida pelas cargas devido à variação do valor da tensão em cada barra a cada iteração, conforme descrito em (3.30) e (3.31).

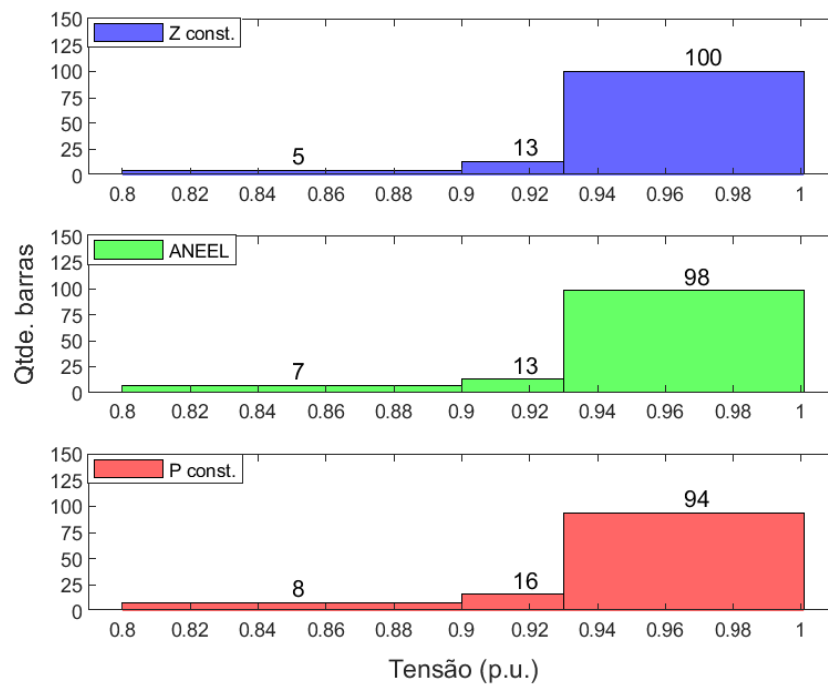
Além disso, na Figura 3.7 é mostrada a divisão das barras nos *clusters* correspondentes às faixas de variação de tensão definidas pela ANEEL no Módulo 8 do PRODIST. Observa-se que a quantidade de barras em cada *cluster* varia dependendo do modelo ZIP considerado. Por exemplo, a quantidade de barras no *cluster* adequado varia de 94 (P const.) até 100 (Z const.).

Figura 3.6 – Perfil de tensão para o caso base.



Fonte: Autor.

Figura 3.7 – Histograma de tensão para o caso base.



Fonte: Autor.

3.8.2 Caso 1: Alocação apenas de GDs nas barras 51 (1680 kW), 74 (1820 kW) e 111 (1760 kW)

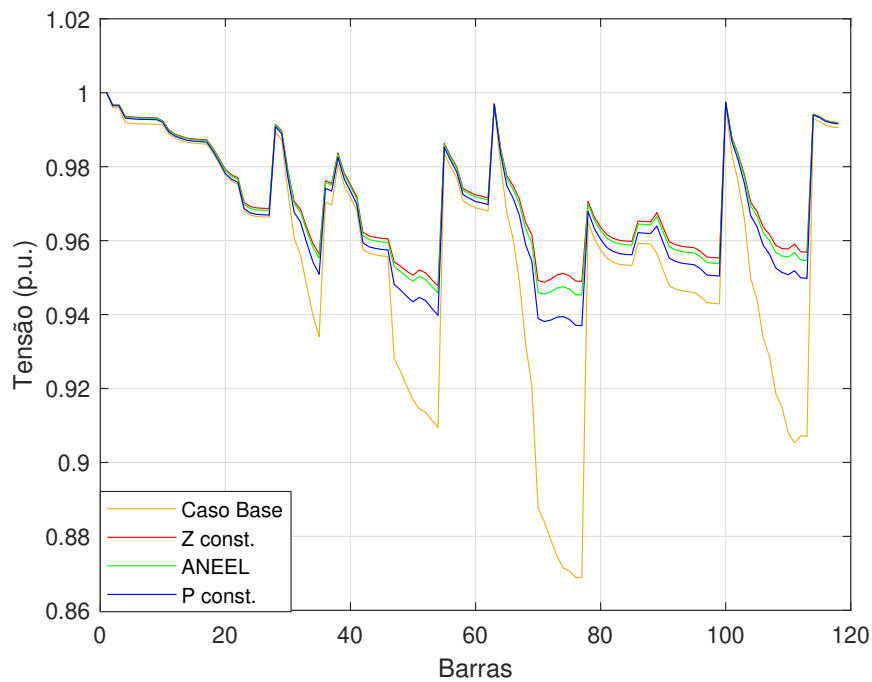
A Tabela 3.2 apresenta, para o caso 1 e para cada cenário de modelo ZIP, a comparação entre as perdas técnicas em kW do caso base (sem alocação de equipamentos) e as perdas quando se aloca GDs em três barras do sistema. Observa-se que quando o modelo ZIP não é considerado, tal alocação traria uma redução de 43% nas perdas elétricas totais do circuito, porém tal valor de fato deveria estar entre o intervalo de 36 a 43% se alguma variação nos coeficientes do modelo ZIP fosse considerada.

Na Figura 3.8 mostra-se que, após a alocação das GDs, todas as barras tem suas tensões dentro do *cluster* adequado preconizado pelo PRODIST, mesmo que a tensão final em cada barra seja diferente para cada modelo de carga ZIP.

3.8.3 Caso 2: Alocação apenas de um banco de capacitores de 2500 kVAr na barra 74

A Tabela 3.3 demonstra que a alocação de um banco de capacitores de 2500 kVAr na barra 74 apresenta um *range* de 3 a 9% na redução das perdas elétricas, mostrando novamente a relevância de se considerar o modelo ZIP em problemas de alocação ótima de equipamentos.

Figura 3.8 – Perfil de tensão para o caso 1.



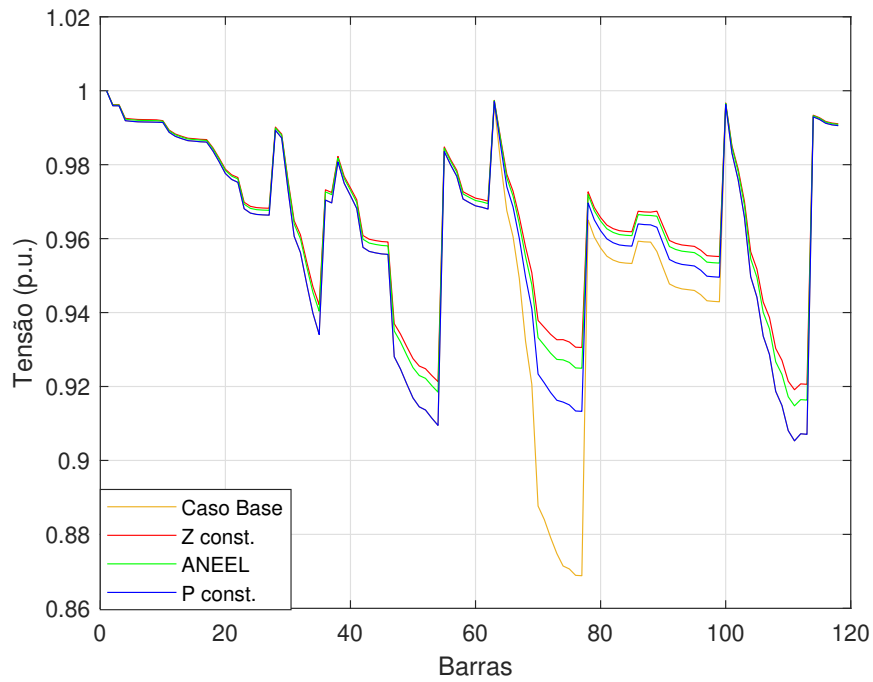
Fonte: Autor.

Tabela 3.2 – Comparação das perdas elétricas para o caso 1.

Caso 1	Z const.	Caso base	964,1
		Caso 1	615,5
		Redução	36%
	ANEEL	Caso base	1102,4
		Caso 1	640,6
		Redução	42%
	P const.	Caso base	1297,7
		Caso 1	745,7
		Redução	43%

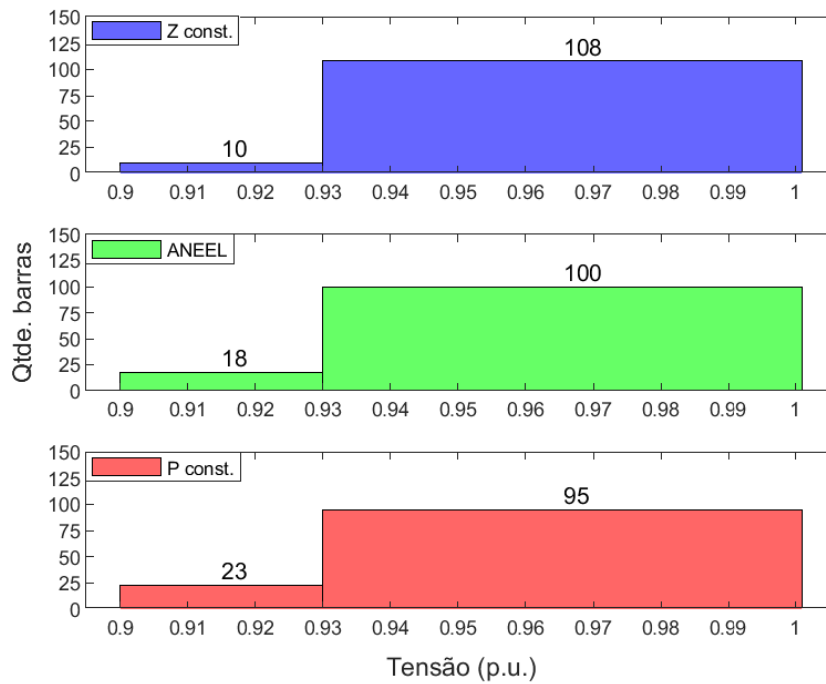
Na Figura 3.9 mostra-se que a alocação do banco de capacitores não é suficiente para trazer todas as barras para o *cluster* “adequado” do PRODIST ($> 0,93$ p.u.). No entanto, na Figura 3.10 é evidenciado que a quantidade de barras em cada *cluster* varia a depender do modelo ZIP considerado.

Figura 3.9 – Perfil de tensão para o caso 2.



Fonte: Autor.

Figura 3.10 – Histograma de tensão para o caso 2.



Fonte: Autor.

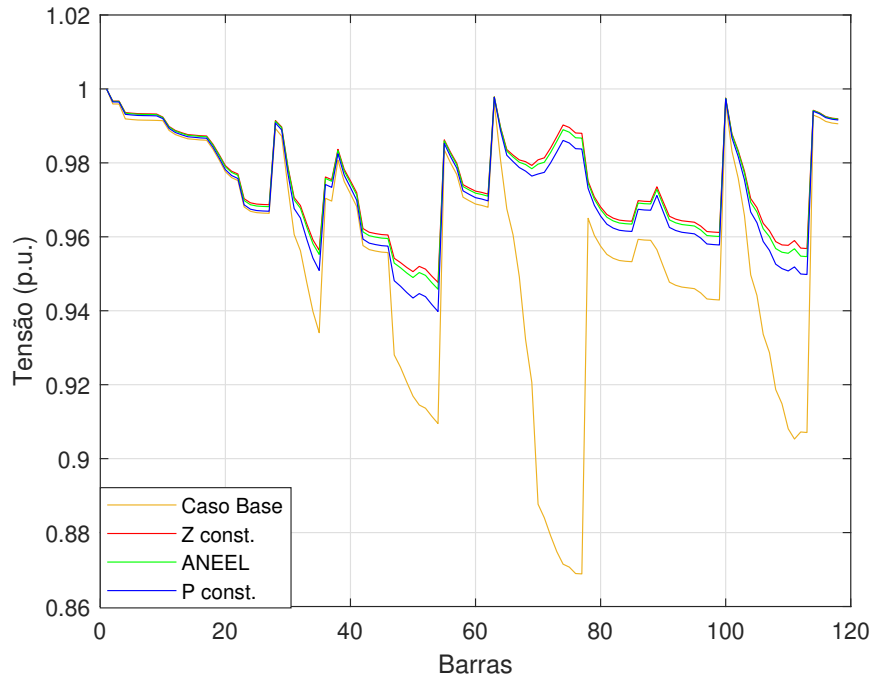
Tabela 3.3 – Comparação das perdas elétricas, em kW, para o caso 2.

Caso 2	Z const.	Caso base	964,1
		Caso 2	932,1
		Redução	3%
	ANEEL	Caso base	1102,4
		Caso 2	1009,6
		Redução	8%
	P const.	Caso base	1297,7
		Caso 2	1180
		Redução	9%

3.8.4 Caso 3: Alocação simultânea de GDs e banco de capacitores

No terceiro caso, a alocação simultânea de GDs e banco de capacitores traz ganhos em termos de perdas elétricas que variam entre 41 e 49%, dependendo do modelo ZIP considerado, conforme ilustrado na Tabela 3.4. Assim como no Caso 1, na Figura 3.11 também mostra-se que, após a alocação das GDs e do banco de capacitores, todas as barras tem suas tensões dentro do *cluster* “adequado” preconizado pelo PRODIST.

Figura 3.11 – Perfil de tensão para o caso 3.



Fonte: Autor.

Tabela 3.4 – Comparação das perdas elétricas, em kW, para o caso 3.

Caso 3	Z const.	Caso base	964,1
		Caso 3	570,4
		Redução	41%
	ANEEL	Caso base	1102,4
		Caso 3	591,5
		Redução	46%
	P const.	Caso base	1297,7
		Caso 3	665,5
		Redução	49%

3.8.5 Comparação das perdas técnicas para os três casos

Ressalta-se que a contribuição do modelo ZIP nos três casos analisados também é evidenciada quando se compara o ganho em kW dos 9 cenários analisados. Quando o modelo ZIP é negligenciado (todas as cargas modeladas como 100% potência constante), naturalmente o caso onde o banco de capacitores e as GDs são alocados traria maior redução nas perdas técnicas do sistema. No entanto, observa-se na Tabela 3.5 que o caso 3 com 100% impedância constante é apenas o quinto colocado no ranking de redução das perdas elétricas, enquanto dois cenários do caso 1 (que aloca apenas GDs) trazem melhores ganhos de perdas elétricas, evidenciando portanto que o modelo ZIP é um fator decisivo para se elencar quais são os investimentos mais prudentes a serem feitos em uma rede de distribuição de energia elétrica.

Tabela 3.5 – Ranking de perdas elétricas para os 9 cenários analisados.

		Perdas no Caso Base [kW]	Perdas na Otimização [kW]	Redução [kW]	Ranking
Caso 1	Z const.	964,1	615,5	348,6	6
	ANEEL	1054,5	640,6	413,9	4
	P const.	1297,7	745,7	552,0	2
Caso 2	Z const.	964,1	932,1	32,0	9
	ANEEL	1054,5	1009,6	44,9	8
	P const.	1297,7	1180,0	117,7	7
Caso 3	Z const.	964,1	570,4	393,7	5
	ANEEL	1054,5	591,5	463,0	3
	P const.	1297,7	665,5	632,2	1

Por fim, salienta-se que os resultados de fluxo de potência da rede de 118 barras do IEEE apresentados pelos autores foram confirmados com aqueles descritos em (OLIVEIRA; OLIVEIRA; AFFONSO, 2018), (TRAN; TRUONG; VO, 2020), (FATHI; SEYEDI; IVATLOO, 2020), (IMRAN; KOWSALYA, 2014) e (INJETI; KUMAR, 2013), apresentando diferenças de no máximo 3%, o que indica que os resultados apresentados em (NAWAZ et al., 2016) divergem das referências supracitadas. Ademais, o objetivo principal desta seção do trabalho não é validar os resultados apresentados por (NAWAZ et al., 2016), mas sim utilizar as sugestões de alocações de equipamentos de tal trabalho para trazer à luz uma discussão sobre os impactos do modelo ZIP.

Parte II

Desenvolvimento

4 Redes teóricas vs. redes reais

Nessa seção serão discutidos aspectos inerentes a simulações de redes de distribuição elétrica teóricas e reais e seus impactos na análise do fluxo de potência.

4.1 Redes teóricas

Redes teóricas (como por exemplo a IEEE 118-bus, apresentada neste trabalho) têm caráter acadêmico e ilustrativo, sendo comumente utilizadas como uma fonte pública que permite ao usuário testar métodos de fluxo de potência, alocações ótimas de equipamentos, configurações ótimas da rede, etc. Em tais modelagens, apresenta-se diretamente os valores de impedância de cada ramo e a potência ativa e reativa de cada barra, conforme demonstrado na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Exemplo de dados de impedância e carga para uma rede teórica.

Table A.1

Branch number	Branch		Branch impedance		Loads	
	Rc. Nd.	Sn. Nd.	r (Ω)	x (Ω)	PL (kW)	QL (kvar)
Sectionalizing lines						
1	0	1	0	0	0	0
2	1	2	0.036	0.01296	133.84	101.14
3	2	3	0.033	0.01188	16.214	11.292
4	2	4	0.045	0.0162	34.315	21.845
5	4	5	0.015	0.054	73.016	63.602
6	5	6	0.015	0.054	144.2	68.604
7	6	7	0.015	0.0125	104.47	61.725
8	7	8	0.018	0.014	28.547	11.503
9	8	9	0.021	0.063	87.56	51.073
10	2	10	0.166	0.1344	198.2	106.77

Fonte: Adaptado de (ZHANG; FU; ZHANG, 2007).

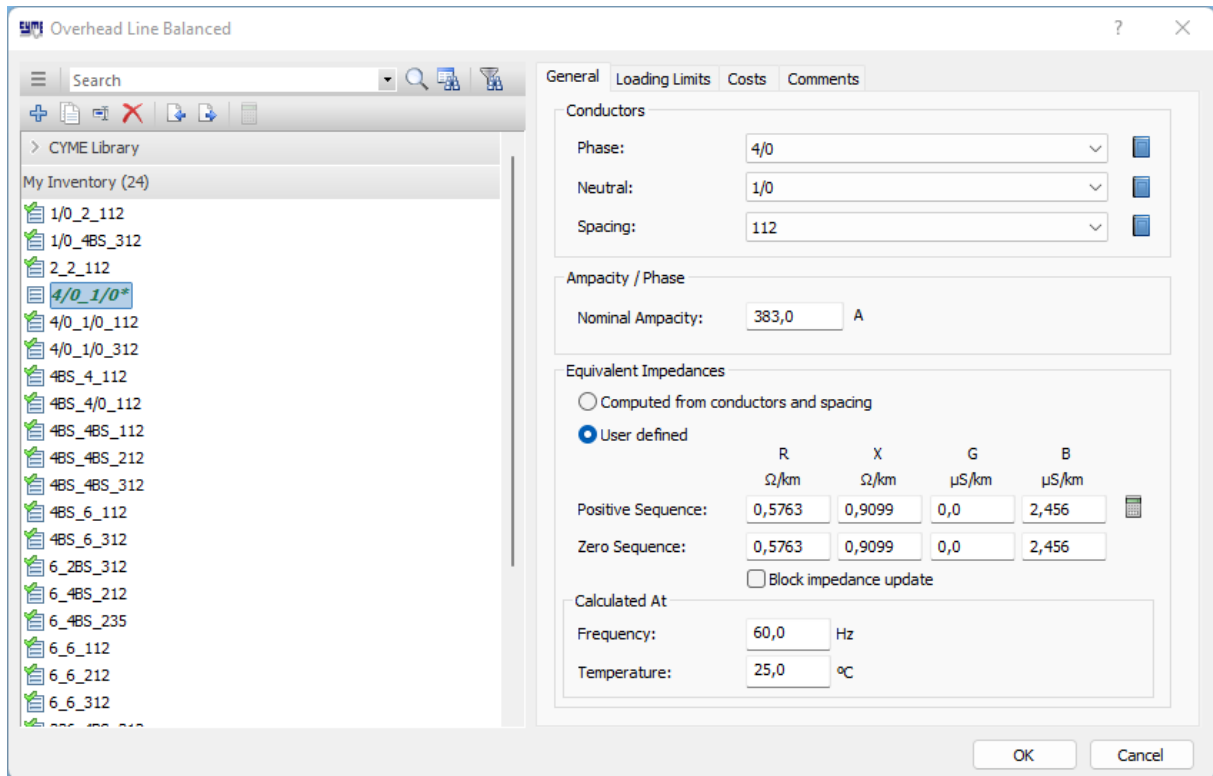
4.2 Redes Reais

Por outro lado, modelos de redes reais devem tentar reproduzir ao máximo os resultados de medições (corrente, potência, etc) e as características de equipamentos comerciais instalados em campo (cabos, condutores, transformadores de potência e de distribuição, reguladores de tensão, etc) para trazer a maior assertividade possível nos resultados.

Nas Figuras 4.2 e 4.3 é mostrado como exemplo a metodologia de cadastro de impedâncias de cabos aéreos em softwares comerciais. A Figura 4.2 mostra a biblioteca de cabos, onde se cadastram os condutores de bitolas comerciais (AWG, KCMIL, mm², etc), com sua capacidade nominal (em ampères) e suas impedâncias, que podem ser inclusive

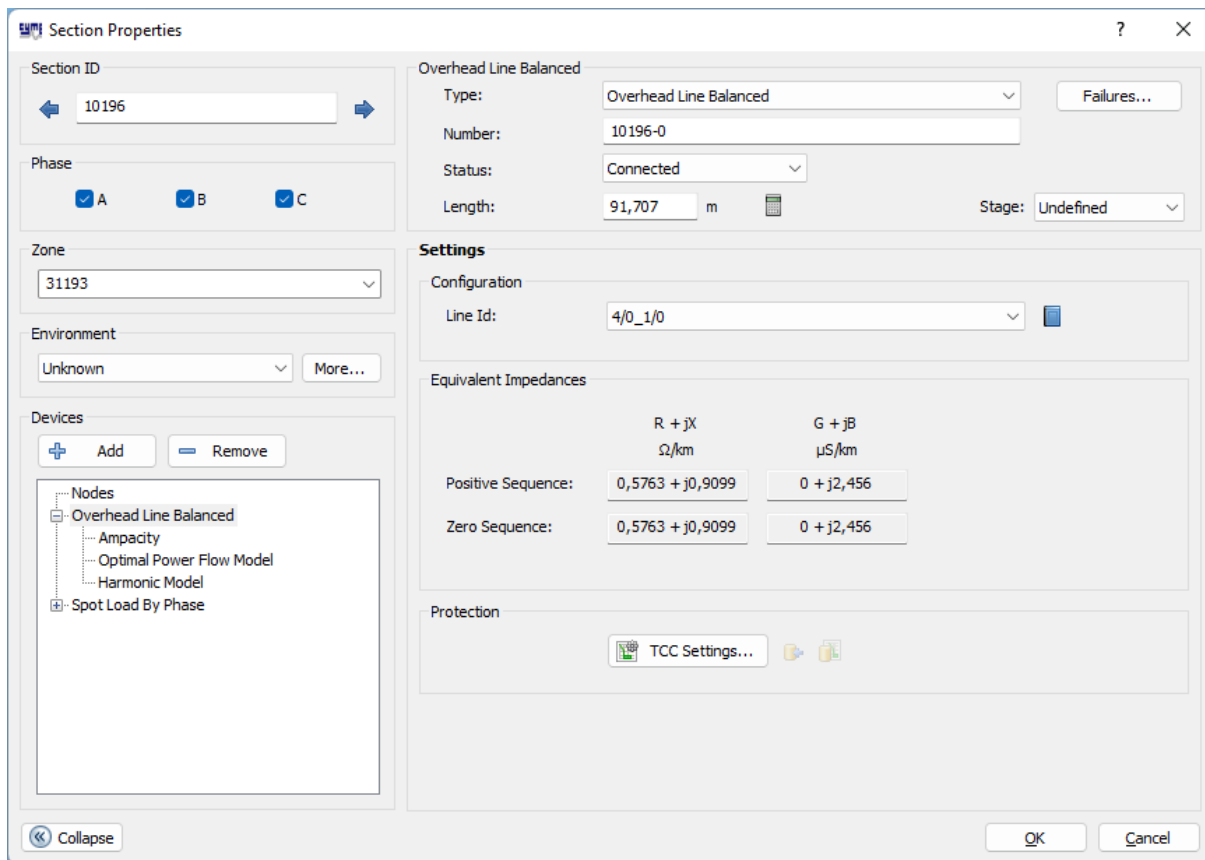
calculadas pelo software de acordo com a disposição real dos condutores. Os parâmetros de um condutor aéreo com o seu comprimento real e com uma bitola selecionada da base de dados do software são mostrados na Figura 4.3.

Figura 4.2 – Exemplo de um condutor 4/0 AWG cadastrado na base de dados de um software comercial.



Fonte: Autor.

Figura 4.3 – Exemplo de um condutor real instalado em uma modelagem de um software comercial.



Fonte: Autor.

Softwares comerciais como CYME trazem de modo nativo a possibilidade de modelagem de cargas considerando o modelo ZIP. No entanto, tais programas buscam sempre garantir a convergência do fluxo de potência e, caso o usuário não forneça os coeficientes do modelo ZIP, valores “padrão” são assumidos: inicialmente, considera-se que todas as cargas serão modeladas como 100% potência constante. Durante as iterações do fluxo de carga, caso a tensão em alguma barra exceda um limite preestabelecido, converte-se o modelo de carga dessa barra para 100% impedância constante. Neste caso, como visto na Figura 3.4, uma tensão abaixo de 1 p.u. em uma barra modelada como impedância constante faz com que a potência consumida nessa barra seja menor, o que gerará menos corrente circulante e portanto menos perdas, fazendo com a queda de tensão seja menor na iteração subsequente, facilitando a convergência do fluxo de potência.

4.3 Alocação de carga

Simulações de fluxo de potência de redes de distribuição de energia elétrica brasileiras utilizando softwares comerciais utilizam dados que advém, em suma, de três fontes:

- Cadastro georreferenciado da rede: As concessionárias de energia elétrica devem enviar anualmente o seu modelo de rede georreferenciado para a ANEEL para o cálculo de perdas técnicas (ANEEL, 2022). Nesse sentido, as distribuidoras fazem revisões periódicas de seu cadastro (posição dos postes, cabos instalados, potências dos transformadores de distribuição, ponto de conexão de cada cliente, etc.) uma vez que tais dados, além de trazer maior assertividade ao cálculo, também são passíveis de fiscalização *in loco* pelo órgão regulador.
- Energia consumida mensalmente por cada cliente: A base de dados de faturamento é uma segunda fonte de informação que uma concessionária deve manter com a maior perícia possível pois é onde se armazenam os dados de consumo mensal de cada cliente, o que traz impacto direto no caixa da empresa.
- Medições: Tem-se um cuidado especial com as medições de corrente, potência e tensão nas diversas subestações da empresa, uma vez que tal dado é utilizado tanto pela equipe operativa para obter as condições de carregamento da rede em tempo real quanto pela equipe de planejamento da expansão do sistema para diagnosticar criticidades e sugerir melhorias e investimentos na rede.

No entanto, a análise do fluxo de potência passa pelo conhecimento prévio da carga ativa e reativa consumida ou gerada por cada barra, dado este que não é disponibilizado pela grande maioria dos medidores de energia do país, uma vez que a tecnologia de *Smart meters* ainda é recente no Brasil (ISTOÉ, 2022).

Faz-se portanto necessária a adoção de uma metodologia (Alocação de carga) para associar uma potência ativa e reativa a cada carga do sistema com base no consumo (kWh) de cada consumidor e a medição na subestação (quer seja em Corrente-FP, kW-kVAr, kVA-FP etc.) - que inclui perdas.

Na Figura 4.4 mostra-se um exemplo de aplicação da metodologia de alocação de carga. Duas cargas com o mesmo consumo (100 kWh) são conectadas a fonte do sistema por seções de mesma impedância por quilômetro, porém com comprimentos diferentes (1 km na seção à esquerda e 2 km na seção à direita). Nesse cenário, é alocado na fonte do sistema 1000 kVA e Fator de Potência = 90%. Tem-se como premissa que esse valor a ser alocado advém de uma medição feita em um ponto da rede, ou seja, inclui cargas e perdas. Nesse sentido, iterações serão feitas para encontrar qual combinação de cargas e perdas irá corresponder ao valor alocado na fonte. No exemplo em questão, as cargas terão o mesmo valor de potência ativa e reativa (449,70 kW e 218,14 kVAr) porque têm o mesmo consumo de energia e cada seção terá perdas proporcionais ao seu comprimento.

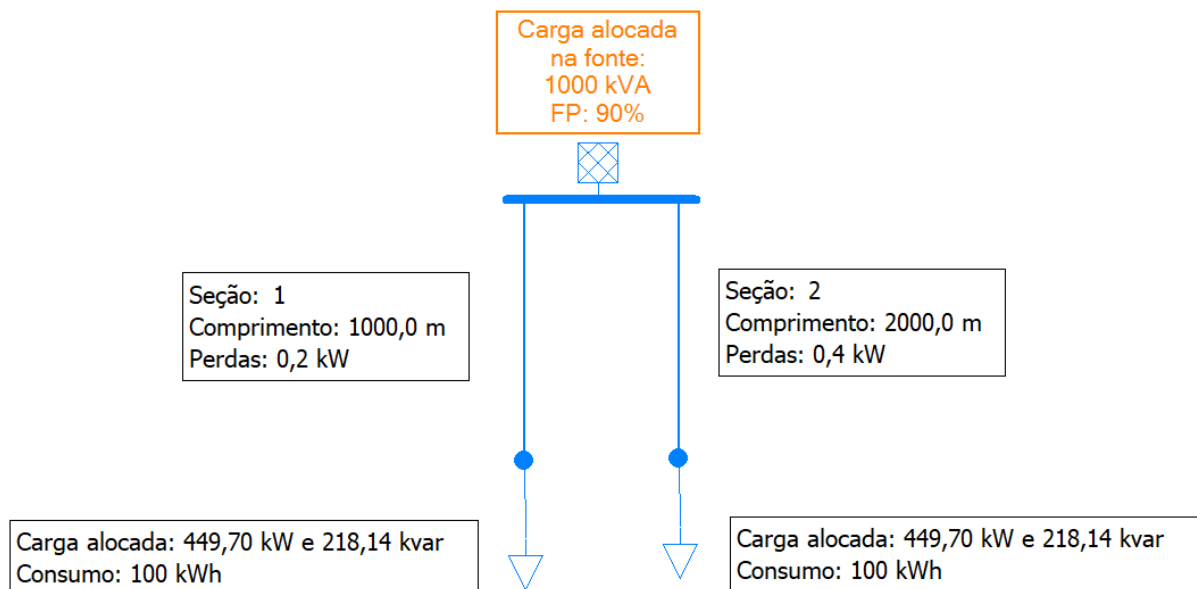


Figura 4.4 – Exemplo de aplicação do método de alocação de carga.

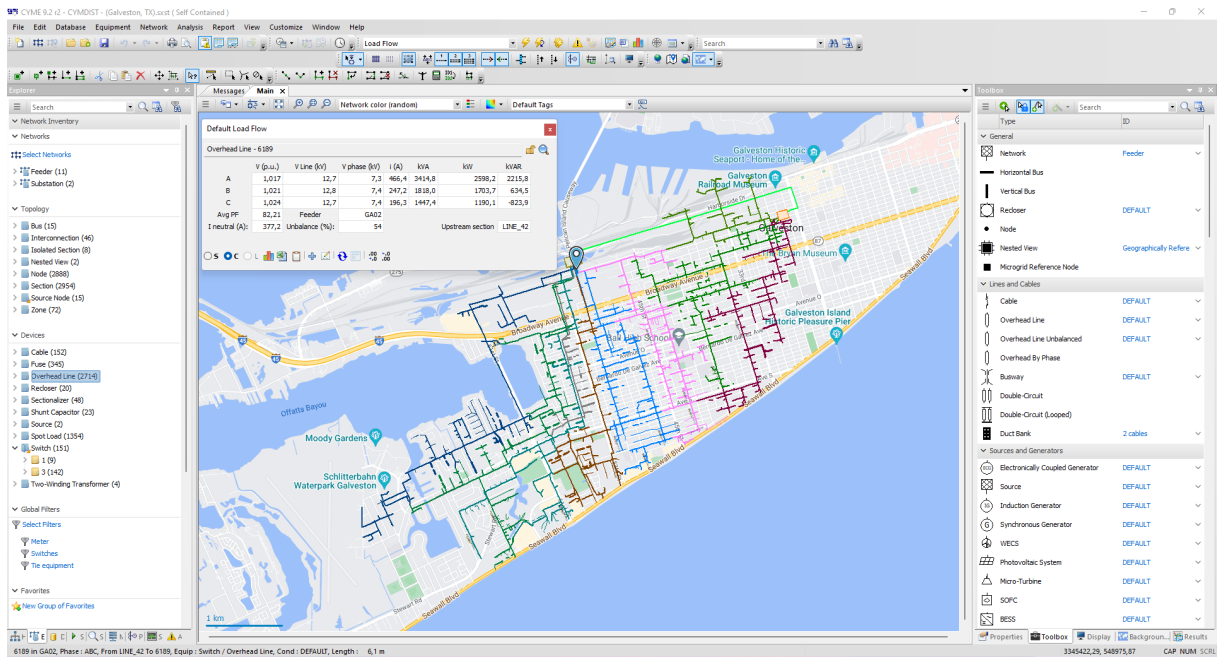
5 Otimização

Neste capítulo serão apresentados os aspectos envolvidos na definição do algoritmo genético proposto para a otimização dos coeficientes ZIP de redes de distribuição de energia elétrica. Inicialmente, apresenta-se a ferramenta comercial CYME, que será utilizada como motor de cálculo do fluxo de potência por possuir larga utilização em concessionárias ao redor do mundo. Na sequência, a teoria básica de algoritmos genéticos é apresentada. Por fim, as rotinas do algoritmo genético implementado serão detalhadas e os resultados obtidos serão apresentados no capítulo seguinte.

5.1 Software CYME

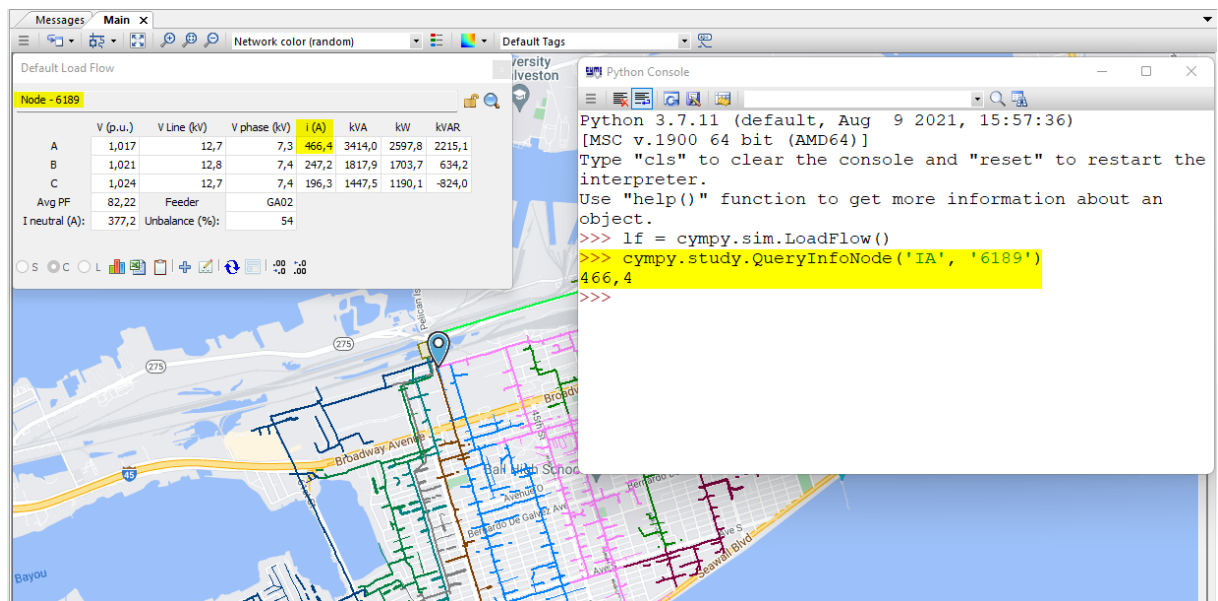
A CYME International T&D é uma empresa de software canadense, pertencente ao grupo multinacional EATON, a qual fornece soluções para sistemas de transmissão, distribuição e industriais (CYME, 2022). A CYME possui mais de 5.000 clientes espalhados por mais de 100 países ao redor do globo. Seu software mais conhecido é o CYMDIST, uma plataforma de análises de sistemas de potência que inclui módulos de fluxo de potência, curto-circuito, alocação ótima de equipamentos, dentre outros. O software também possui um módulo denominado *cymphy* que permite acessar e modificar diversos parâmetros e resultados do rede através de linguagem Python. Na Figura 5.1 é mostrada a interface gráfica do software e na Figura 5.2 mostra-se um exemplo de código onde se roda um fluxo de potência e se obtém a corrente na fase A em um dado nó da rede.

Figura 5.1 – Interface gráfica do software CYME.



Fonte: Autor

Figura 5.2 – Exemplo de código utilizando o módulo *cymPy*.



Fonte: Autor

5.2 Algoritmos genéticos

Algoritmos genéticos fazem parte dos algoritmos evolucionários, os quais são inspirados na teoria da evolução das espécies, publicada por Charles Darwin em 1859. A primeira sugestão deste tipo de algoritmo é atribuída à John Holland em seu trabalho intitulado *Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence* (HOLLAND, 1975).

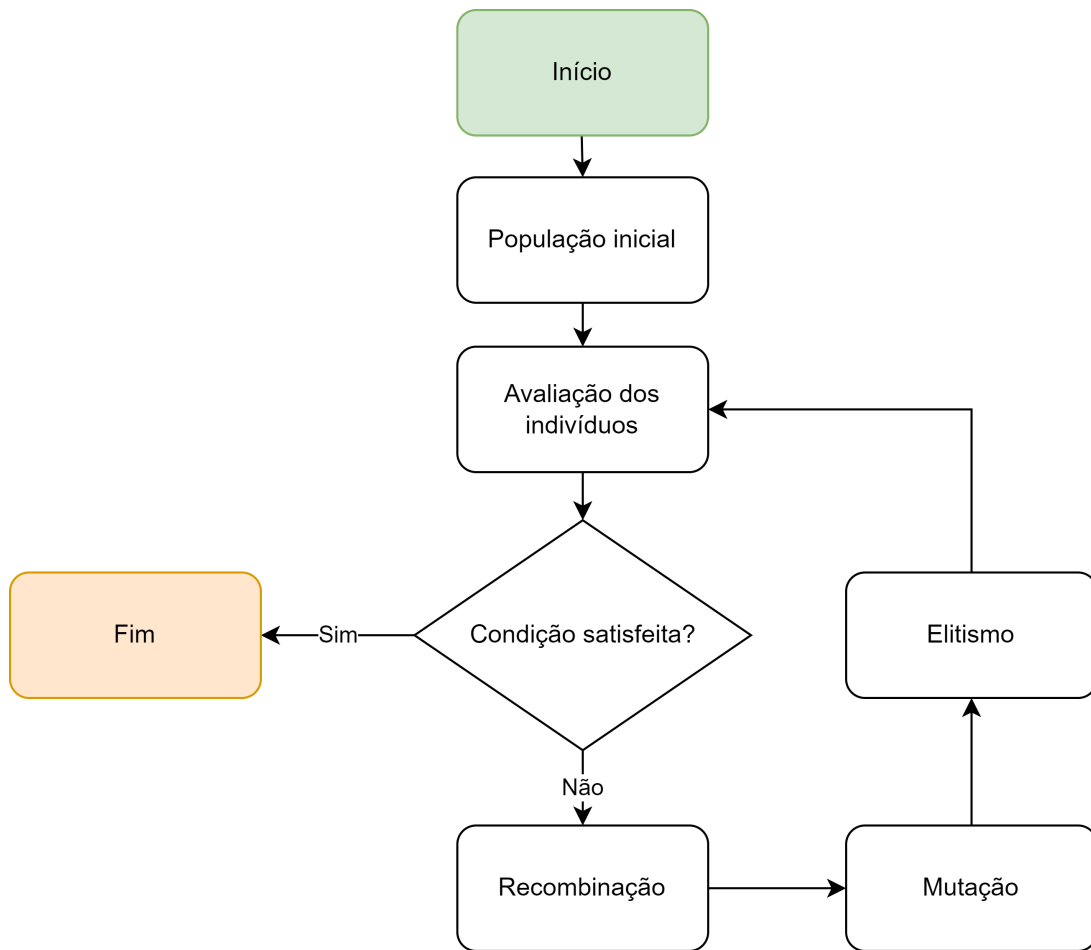
A ideia básica comum por trás dos algoritmos evolucionários é: dada uma população de indivíduos dentro de algum ambiente com recursos limitados, a competição por esses recursos causa a seleção natural (sobrevivência dos melhores indivíduos). Isto, por sua vez, causa um aumento no *fitness* (medida de qualidade) da população. Esta população invariavelmente irá se combinar e ter mutações (algoritmos genéticos são comumente configurados com uma alta probabilidade de recombinação e uma baixa probabilidade de mutação (BROWNEE, 2011)), o que gerará novos indivíduos que competirão com a população já existente, e então este ciclo se repete até que um limite de *fitness* seja atingido (EIBEN; SMITH, 2015). Ressalta-se que algoritmos evolucionários tem por essência uma característica estocástica. Por exemplo, os indivíduos da população inicial são criados de forma aleatória, a escolha dos indivíduos que serão recombinados também é feita de forma aleatória e até mesmo o processo de seleção pode permitir que indivíduos fracos passem para a próxima geração. Toda essa aleatoriedade no processo permite que o espaço de soluções seja explorado de forma ampla, permitindo assim chegar o mais próximo possível de uma solução ótima.

A estrutura básica de um algoritmo genético é mostrada na Figura 5.3. Sua execução passa pelas seguintes etapas principais:

- Criação de uma população inicial de indivíduos, cada um contendo uma proposta inicial de solução (gene);
- Avaliação de cada indivíduo da população inicial (*fitness*);
- Seleção de dois ou mais indivíduos para combinar de seus genes e gerar novos indivíduos;
- Seleção de um ou mais indivíduos para modificar seus genes.
- Adoção de uma metodologia para selecionar os melhores indivíduos da população que irão passar para a próxima geração.

A otimização proposta neste trabalho será executada via algoritmo genético devido a sua ampla aplicação em sistemas de energia elétrica, conforme descrito em (BANSAL, 2005), pela facilidade de implementação face ao problema a ser resolvido.

Figura 5.3 – Fluxograma básico de um algoritmo genético.



Fonte: Autor

5.3 Algoritmo genético proposto

Para trazer mais assertividade à consideração do modelo ZIP nas simulações de fluxo de potência em redes de distribuição de energia elétrica, desenvolveu-se uma otimização via algoritmo genético que, de posse de uma medição na saída do alimentador e outra em algum ponto intermediário do circuito no mesmo instante, irá determinar quais os coeficientes do modelo ZIP fazem com que a medição realizada no circuito seja a mais próxima possível do resultado da simulação do fluxo de potência, ou seja, a variação dos coeficientes do modelo ZIP fará com que o fluxo de potência (que é uma abordagem teórica do comportamento da rede) se aproxime das medições obtidas (que aqui representa o comportamento real da rede).

5.3.1 Formulação do problema

Uma aproximação básica para a formulação do problema abordado pode ser expressa matematicamente como segue:

$$\text{Minimizar } f(x) = | I_{lida}^{km} - I_{fluxo}^{km} | \quad (5.1)$$

Sujeito a:

$$a_k^p + b_k^p + c_k^p = 1; \quad \forall k \in \Omega_C \quad (5.2)$$

$$a_k^q + b_k^q + c_k^q = 1; \quad \forall k \in \Omega_C \quad (5.3)$$

$$a_k^p, b_k^p, c_k^p \in [0, 1]; \quad \forall k \in \Omega_C \quad (5.4)$$

$$a_k^q, b_k^q, c_k^q \in [0, 1]; \quad \forall k \in \Omega_C \quad (5.5)$$

$$\text{equações do MSP adaptado (Seção 3.4)} \quad (5.6)$$

em que:

- I_{lida}^{km} : corrente medida no religador instalado no ramo $k - m$;
- I_{fluxo}^{km} : corrente fluindo no ramo $k - m$ obtida a partir da solução do fluxo de potência considerando uma solução candidata para os coeficientes do modelo ZIP;
- Ω_C : conjunto das classes consumidoras.

A função objetivo (5.1) a ser minimizada corresponde ao módulo da diferença entre a corrente real medida no religador alocado no ramo $k - m$ e a corrente que circula pelo ramo $k - m$ obtida após a solução do problema de fluxo de carga quando considerado o modelo ZIP. As equações (5.2) e (5.3) definem que o somatório dos coeficientes para a potência ativa e reativa em cada classe de consumidor (Comercial, Industrial, Residencial, Rural e Outros) do sistema deve ser 1,0. As equações (5.4) e (5.5) são declarações de variáveis e, finalmente, as equações representadas em (5.6) correspondem às equações do fluxo de potência modificado para considerar a modelagem ZIP das cargas.

5.3.2 Algoritmo de solução

A proposta de algoritmo genético é apresentada na Figura 5.4. Em suma, dois módulos são utilizados para a execução completa da otimização. No primeiro módulo, são realizadas as análises com o algoritmo genético, utilizando linguagem Python. O segundo módulo (que utiliza a biblioteca *cympy* do software CYME) executa o fluxo de potência e calcula a diferença entre a medição do religador e o resultado do fluxo de potência no ponto

da rede onde esse religador está instalado. Tal modularização traz a vantagem de se poder utilizar qualquer outro software para executar o fluxo de potência, uma vez que o módulo que contém o algoritmo genético apenas espera do segundo módulo a diferença entre a corrente calculada e medida (*fitness*) para prosseguir com a execução do código. Nas simulações, foram fixados os seguintes parâmetros do algoritmo genético implementado:

- População = 30 indivíduos
- Gerações = 50
- Probabilidade de Recombinação ($Prob_{rec}$) = 80%
- Probabilidade de Mutação ($Prob_{mut}$) = 10%

No algoritmo genético implementado, cada indivíduo é inicializado com uma proposta de solução contendo as proporções de impedância, corrente e potência constante para cada classe (Comercial, Industrial, Residencial, Rural e Outros) e para cada parcela da carga (ativa e reativa), ou seja, cada indivíduo terá 30 coeficientes do modelo ZIP, conforme descrito na Figura 5.5. Ressalta-se que cada indivíduo é gerado de forma aleatória e as parcelas Z, I e P sempre somam 1, conforme descrito em 3.4.

Em seguida, cada proposta de solução é utilizada no cálculo do fluxo de potência utilizando o software CYME. Mantendo-se a medição na saída do alimentador fixa, uma alocação de carga (que já inclui o fluxo de potência) será realizada considerando os coeficientes do modelo ZIP do indivíduo, o que levará a um valor de corrente no ponto onde o religador escolhido está instalado. Comparando-se esta corrente com aquela obtida através de medições no mesmo religador, gera-se uma distância ΔI entre os dois valores (descrita na equação 5.7), que será o método de medir a *fitness* de cada indivíduo. Este fluxo de informações dentro do software é descrito na Figura 5.6.

$$\Delta I = | I_{medido} - I_{fluxo} | \quad (5.7)$$

Na sequência, sorteia-se um número aleatório $\alpha_{rec} \in [0,1]$ e, caso este número seja menor que a probabilidade de recombinação (fixada neste trabalho em 80%), realiza-se a recombinação - toma-se dois indivíduos aleatórios da população (pais) e cria-se na sequência dois novos indivíduos (filhos) através da recombinação das propostas de soluções dos genitores, utilizando as seguintes relações:

$$\text{Filho}_1^p = \beta \text{Pai}_1^p + (1 - \beta) \text{Pai}_2^p \quad (5.8)$$

$$\text{Filho}_1^q = \beta \text{Pai}_1^q + (1 - \beta) \text{Pai}_2^q \quad (5.9)$$

$$\text{Filho}_2^p = \beta \text{Pai}_2^p + (1 - \beta) \text{Pai}_1^p \quad (5.10)$$

$$\text{Filho}_2^q = \beta \text{Pai}_2^q + (1 - \beta) \text{Pai}_1^q \quad (5.11)$$

em que $\beta \in [0, 1]$.

Depois, para cada indivíduo da população (incluindo os indivíduos recém-gerados), sorteia-se um número aleatório $\alpha_{mut} \in [0, 1]$ e caso este número seja menor que a probabilidade de mutação preestabelecida, realiza-se a mutação através de um método similar ao sugerido em (GRANADOS, 2018):

1. Sorteia-se um valor $\rho \in [0, 1]$, denominado “fator de mutação”.
2. Dentre as três parcelas (Z, I e P) dos coeficientes ZIP de cada indivíduo, sorteia-se duas, de modo que na primeira parcela será somado o valor ρ e na segunda, será subtraído. As equações 5.12 e 5.13 exemplificam um caso onde as parcelas Z e P foram escolhidas para a mutação.

$$\text{Ind}_{mut}^p = (Z_p + \rho) + I_p + (P_p - \rho) \quad (5.12)$$

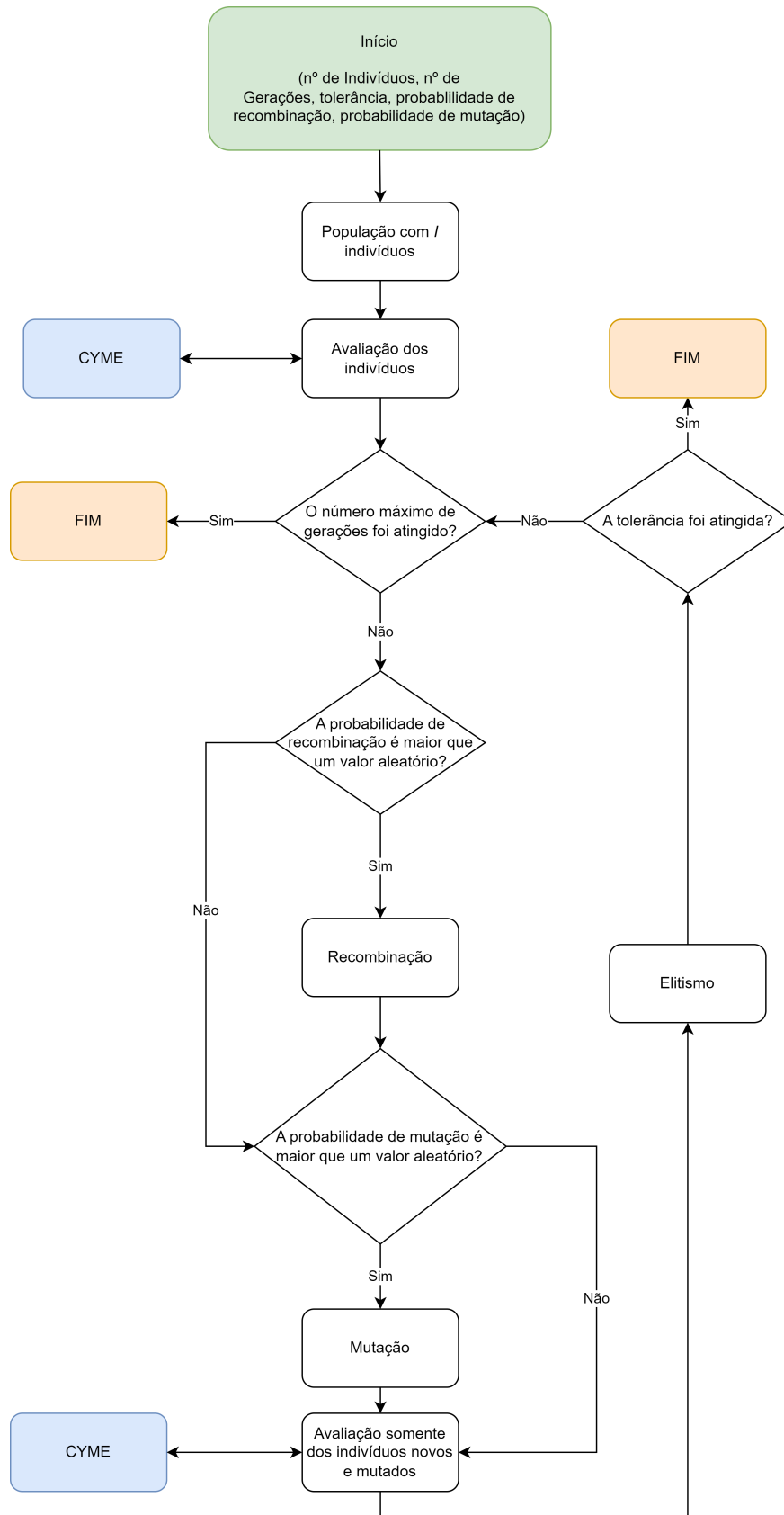
$$\text{Ind}_{mut}^q = (Z_q + \rho) + I_q + (P_q - \rho) \quad (5.13)$$

Este mesmo procedimento será repetido em todas as classes do indivíduo.

Após isso, a seleção dos indivíduos de cada geração é feita com um simples elitismo, ou seja, escolhe-se os I melhores indivíduos da população, que neste algoritmo representa os menores valores de ΔI (equação 5.7) calculados pelo módulo de fluxo de potência.

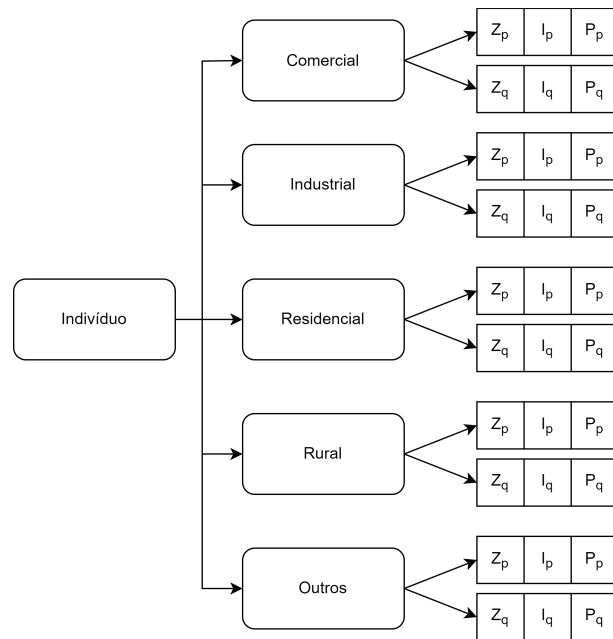
Por último, a critério do usuário, pode-se considerar dois critérios de parada para o algoritmo genético: o número de gerações e um limite para o menor erro (*fitness*) da população.

Figura 5.4 – Fluxograma do algoritmo genético implementado para a estimação dos coeficientes do modelo ZIP.



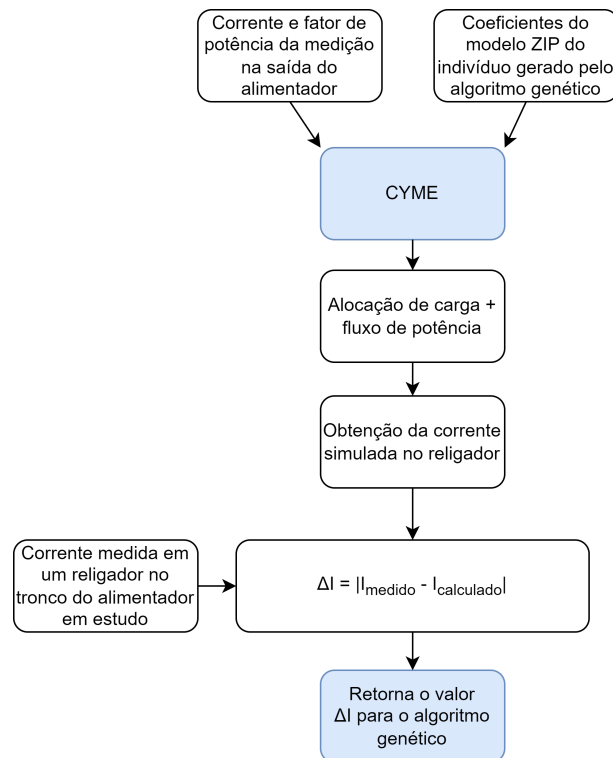
Fonte: Autor

Figura 5.5 – Representação gráfica dos atributos de cada indivíduo.



Fonte: Autor

Figura 5.6 – Fluxo do algoritmo dentro do software CYME.



Fonte: Autor

Parte III

Resultados

6 Estudo de caso

Para testar a metodologia proposta neste trabalho, foram analisadas duas redes brasileiras de distribuição de energia elétrica reais de 13,8 kV. Para cada caso, foram levantadas as medições na fonte do circuito e em um ponto (religador) no tronco da rede. Tais valores foram utilizados no algoritmo descrito na Seção 5.3 para obter os coeficientes do modelo ZIP que melhor se ajustam à operação real da rede. Em seguida, de posse da medição anual na fonte do circuito e dos coeficientes advindos da otimização, realizou-se o cálculo de perdas técnicas anuais (em kWh), onde quatro cenários foram analisados:

- Otimizado (usando os coeficientes gerados pelo algoritmo genético);
- ANEEL (usando os coeficientes descritos na Seção 2.1);
- 100% Potência constante;
- 100% Impedância constante.

Por fim, os quatro resultados de perdas técnicas de energia (kWh) foram convertidos para reais utilizando o valor fornecido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2022) - 77,38 R\$/MWh - para demonstrar o impacto financeiro de diferentes modelagens ZIP.

6.1 Rede 1

A primeira rede analisada contém 2.599 barras e 2.576 linhas, totalizando 96,36 km de extensão. O alimentador, cuja topologia é apresentada na Figura 6.1, possui 20.998 consumidores divididos entre as classes descritas na Tabela 6.1.

Obteve-se inicialmente a medição de corrente na fonte do circuito (pino azul da Figura 6.1) no ano de 2020 e extraiu-se os valores para o dia que apresentou o pico de carga anual da rede (10/09/2020 às 19:00). Concomitantemente, obteve-se a medição de corrente em um religador localizado no tronco do circuito (círculo laranja na Figura 6.1). A curva de carga de ambas medições é apresentada na Figura 6.2.

Observa-se que as curvas de carga apresentadas na Figura 6.2 se assemelham a Figura 6.3, a qual representa a curva típica de um consumidor residencial elaborada pela EPE (EPE, 2020). Tal preponderância de consumidores residenciais nesse circuito também é corroborada pela Tabela 6.1, onde observa-se que tal classe compõe aproximadamente 96% dos consumidores desta rede.

Figura 6.1 – Topologia da rede 1.



Fonte: Autor

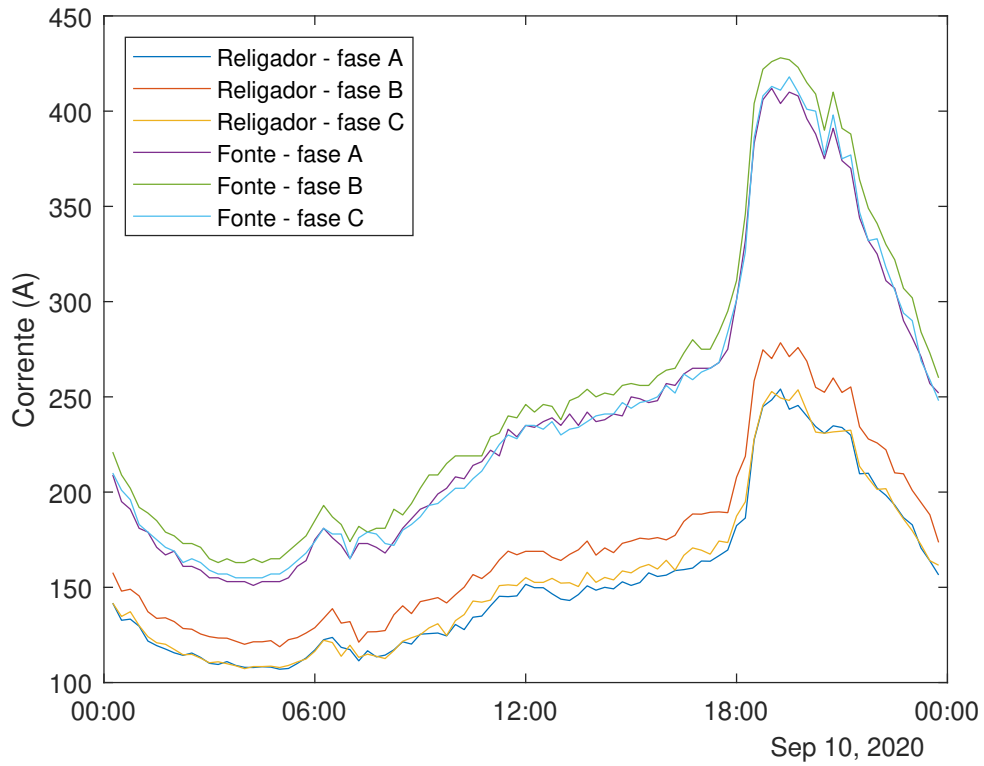
Tabela 6.1 – Divisão dos consumidores e do consumo (kWh) por classe da rede 1.

Classe	% de clientes	% de kWh
Comercial	3,41%	11,18%
Industrial	0,08%	0,22%
Outros	0,38%	2,67%
Residencial	95,98%	85,00%
Rural	0,15%	0,93%
TOTAL	100%	100%

Além disso, a “Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial” realizada pelo PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica) (PROCEL, 2019) mostra que grande parte da demanda de pico de uma residência é atribuída aos chuveiros elétricos (conforme descrito na Figura 6.4), os quais operam basicamente com uma resistência elétrica, ou seja, representam uma modelo de carga 100% impedância constante. Logo, do exposto acima, pode-se presumir que, mesmo antes da execução do algoritmo genético, os resultados deveriam apresentar coeficientes que demonstrem a predominância deste tipo de carga no circuito em estudo, e tal fato é confirmado pelos coeficientes apresentados na Tabela 6.2 que correspondem aos resultados da melhor solução obtida após a execução do algoritmo genético para a rede em estudo.

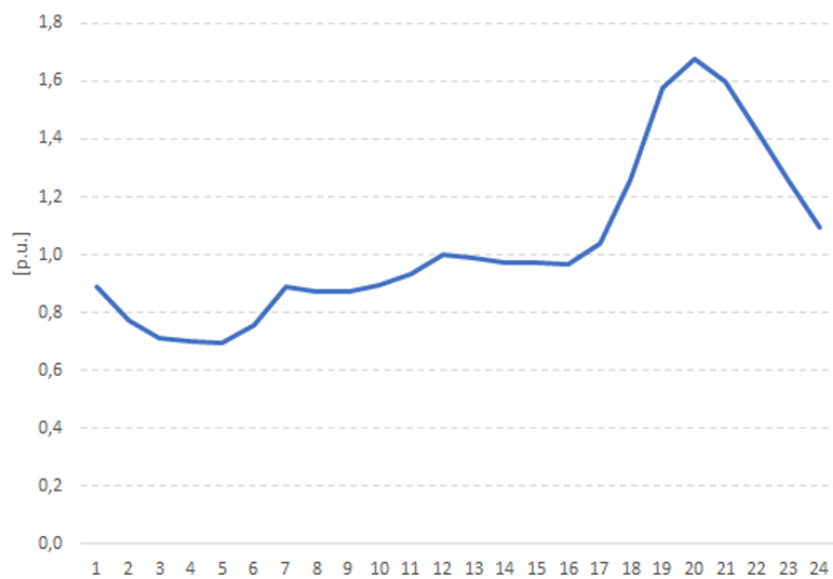
Na Figura 6.5 mostra-se a evolução do ΔI a cada geração do algoritmo. Observa-se que o algoritmo genético tem rápida convergência e atinge $\Delta I \approx 0$ em pouco mais de 6 gerações e a melhor solução obtida corresponde aos coeficientes dos modelos ZIP apresentados na Tabela 6.2.

Figura 6.2 – Curva de carga no dia de pico para a rede 1.



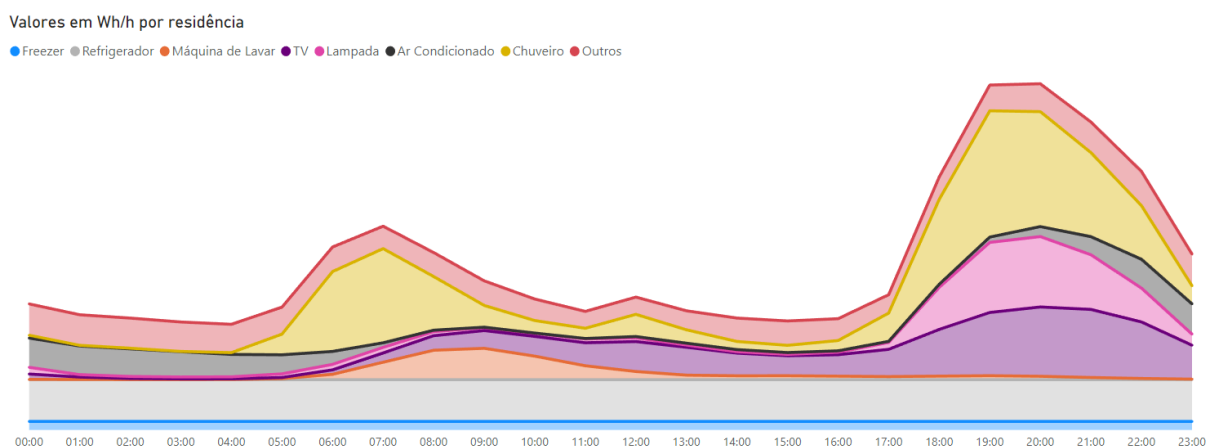
Fonte: Autor

Figura 6.3 – Perfil de carga típico (em p.u.) de um consumidor residencial.



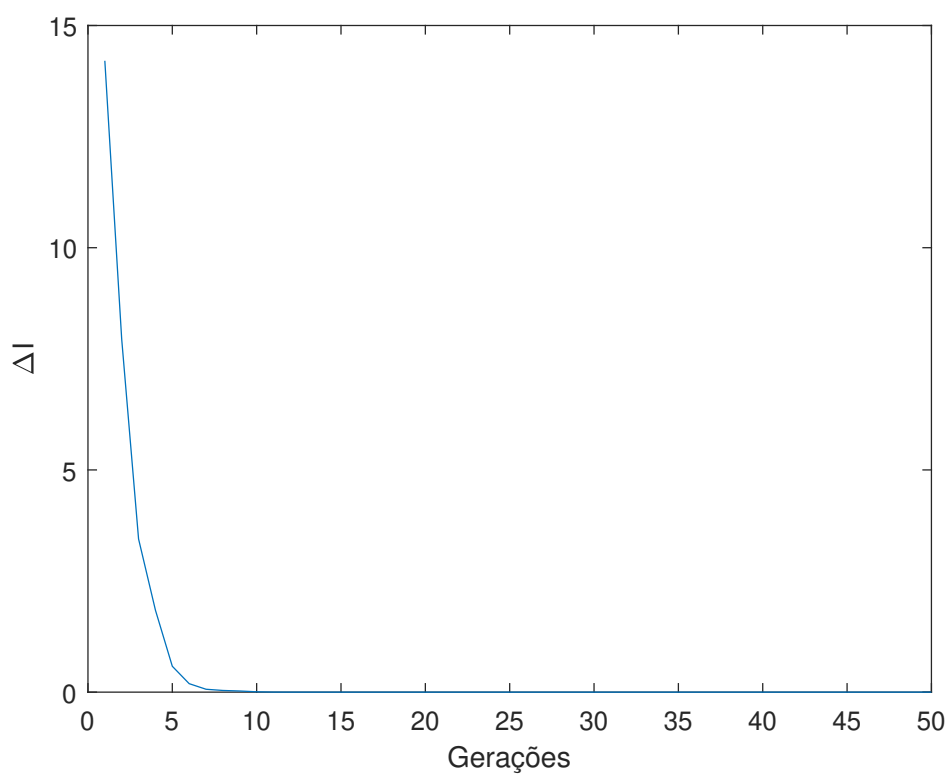
Fonte: Adaptado de (EPE, 2020).

Figura 6.4 – Impacto do chuveiro elétrico no perfil de carga de um consumidor residencial.



Fonte: (PROCEL, 2019).

Figura 6.5 – Evolução do algoritmo genético para a rede 1.



Fonte: Autor

Por fim, os coeficientes ZIP da melhor solução obtida pelo algoritmo genético foram usados para o cálculo de perdas técnicas anuais de energia utilizando o software CYME. A Tabela 6.3 mostra que os cenários “ANEEL” e “100% Potência constante” geram perdas acima do valor obtido quando se utiliza o modelo Otimizado, ou seja, tanto o cenário que é equivalente a não-consideração do modelo ZIP (100% potência constante) quanto o cenário proposto pela ANEEL superestimam as perdas técnicas da rede. Observa-se ainda que o caso mais otimista (100% impedância constante) apresenta perdas 18% menores que o caso otimizado, o que gera uma diferença de mais de 30 mil reais.

Tabela 6.2 – Coeficientes para os modelos ZIP por classe obtidos para a rede 1.

	P			Q		
	Z	I	P	Z	I	P
Comercial	9,2%	48,5%	42,3%	71,6%	14,9%	13,5%
Industrial	17,8%	27,0%	55,2%	34,9%	28,2%	36,9%
Outros	51,4%	17,1%	31,5%	60,0%	24,2%	15,9%
Residencial	74,3%	18,9%	6,8%	41,4%	52,9%	5,7%
Rural	51,2%	35,7%	13,1%	5,2%	17,0%	77,7%

Tabela 6.3 – Comparação das perdas de energia (em MWh e em R\$) para a rede 1.

Modelo de carga	Perdas [MWh]	Custo [R\$]	Variação para o modelo otimizado	Variação para o modelo otimizado [R\$]
Otimizado	2.203,68	170.520,87	-	-
ANEEL	2.213,04	171.244,81	0,42%	723,94
100% Potência Constante	2.250,38	174.134,55	2,12%	3.613,68
100% Impedância Constante	1.806,91	139.818,82	-18,00%	-30.702,05

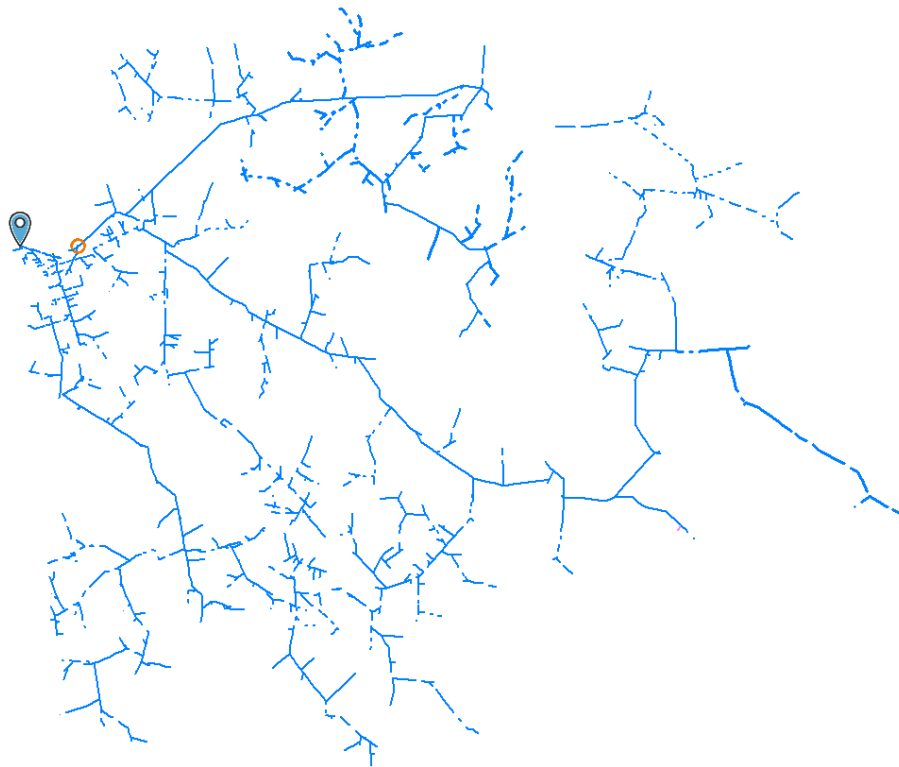
6.2 Rede 2

A segunda rede analisada contém 2.701 barras e 2.688 linhas, totalizando 270,17 km de extensão. O alimentador, cuja topologia é apresentada na Figura 6.6, possui 3.705 consumidores divididos entre as classes descritas na Tabela 6.4.

De maneira similar a análise da primeira rede, foram obtidas de início as medições de corrente na fonte do circuito (pino azul da Figura 6.6) no ano de 2020, de onde se extraiu os valores do dia de pico de carga anual da rede (07/10/2020 às 15:00). Simultaneamente, obteve-se a medição de corrente em um religador localizado no tronco do circuito (círculo laranja na Figura 6.6).

A curva de carga para esse dia de pico em ambos pontos de medição é apresentada na Figura 6.7.

Figura 6.6 – Topologia da rede 2.



Fonte: Autor

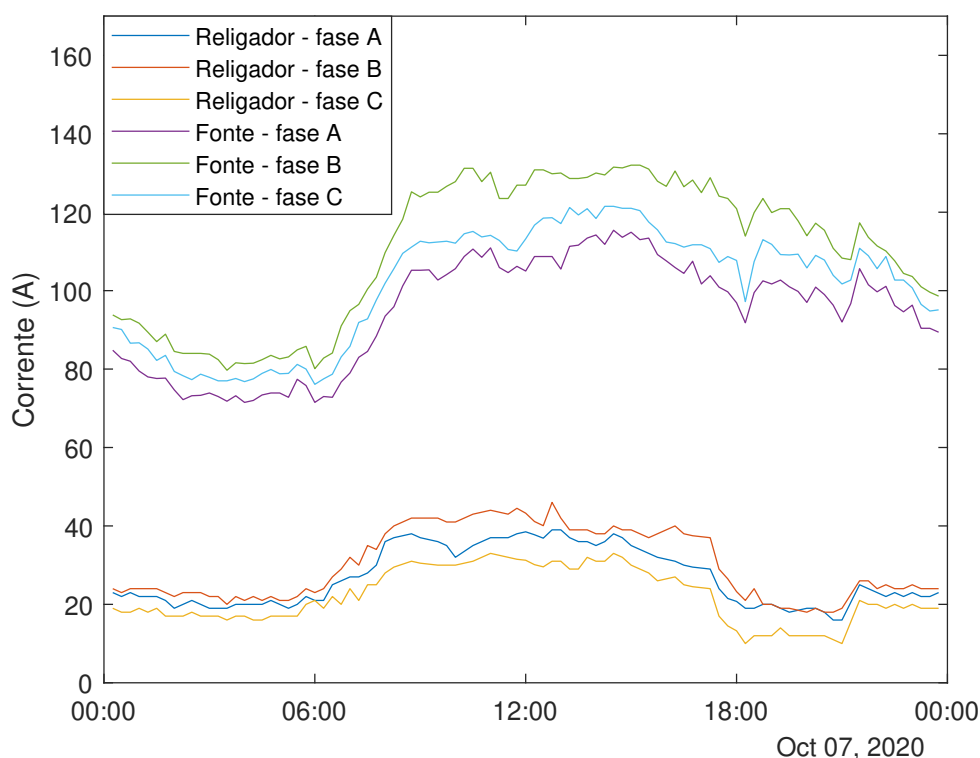
Tabela 6.4 – Divisão dos consumidores e do consumo (kWh) por classe da rede 2.

Classe	% de clientes	% de kWh
Comercial	9,07%	27,72%
Industrial	0,54%	6,01%
Outros	1,70%	12,60%
Residencial	77,19%	37,81%
Rural	11,50%	15,86%
TOTAL	100%	100%

Diferentemente da análise da rede 1, neste caso não é possível afirmar que a característica de impedância constante da classe residencial será dominante perante as demais classes pois, mesmo que haja uma alta preponderância de consumidores residenciais (77,19%), o consumo de energia destes representa apenas 37,81% do total do circuito (conforme demonstrado na Tabela 6.4). Neste caso, como o consumo determina a proporção de carga que será alocada em cada consumidor, como descrito na Seção 4.3, espera-se portanto uma relevância maior das demais classes no resultado final.

A Figura 6.8 mostra a evolução do ΔI a cada geração do algoritmo genético implementado. Observa-se que o algoritmo tem uma convergência um pouco mais lenta que o caso da rede 1 e atinge $\Delta I \approx 0$ em pouco mais de 15 gerações obtendo como melhor solução os coeficientes ZIP do modelo de carga por classe apresentados na Tabela 6.5.

Figura 6.7 – Curva de carga no dia de pico para a rede 2.



Fonte: Autor

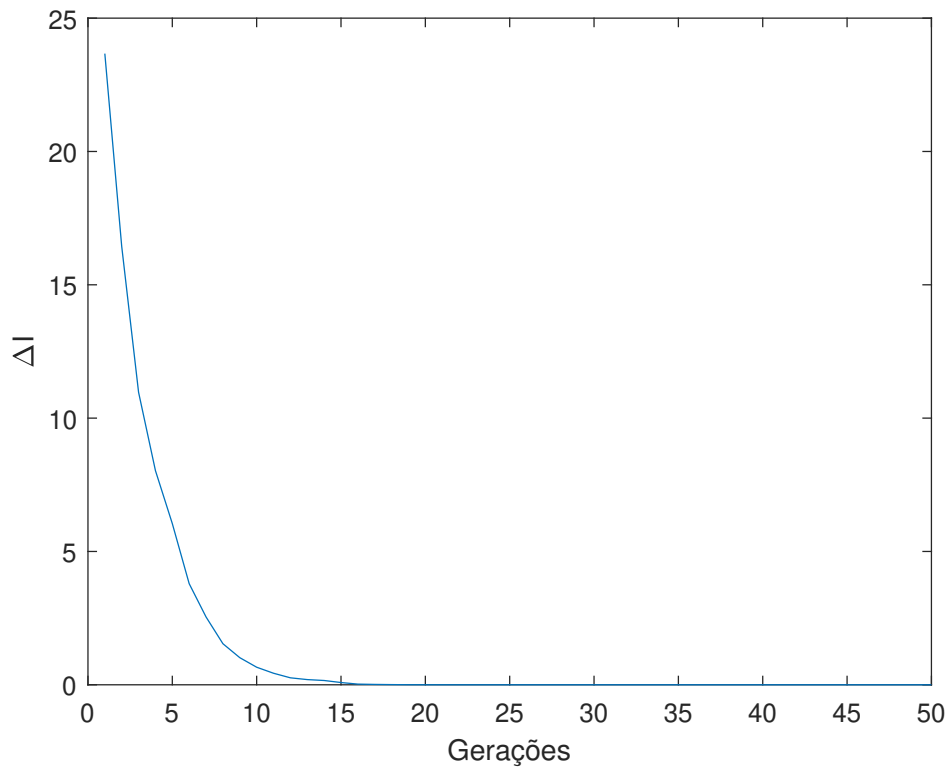
Tabela 6.5 – Coeficientes para os modelos ZIP por classe obtidos para a rede 2.

	P			Q		
	Z	I	P	Z	I	P
Comercial	10,3%	11,7%	78,0%	52,2%	16,7%	31,1%
Industrial	34,1%	25,6%	40,3%	11,4%	75,6%	13,1%
Outros	71,3%	22,0%	6,6%	71,2%	16,7%	12,2%
Residencial	75,4%	8,0%	16,6%	20,0%	17,1%	63,0%
Rural	35,9%	23,2%	41,0%	24,4%	11,6%	64,0%

Em seguida, os coeficientes ZIP obtidos através do algoritmo genético foram utilizados para o cálculo de perdas técnicas anuais, cujos resultados são apresentados na Tabela 6.6. Observa-se que as diferenças entre os quatro casos analisados são bem menores do que aquelas descritas no caso da rede 1.

A diferença entre o caso otimizado e o caso ANEEL e 100% potência constante é pequena e praticamente igual (0,38%). As perdas de energia obtidas em cada cenário são bem próximas e portanto, o impacto econômico observado é menor quando comparado ao caso analisado anteriormente. A discrepância entre os resultados da rede 1 e da rede 2 no que tange a magnitude da variação das perdas técnicas para o modelo otimizado advém principalmente da magnitude da corrente de cada circuito.

Figura 6.8 – Evolução do algoritmo genético para a rede 2.



Fonte: Autor

Isso acontece, pois as perdas de demanda ($P = RI^2$) - que depois serão integralizadas em perdas de energia - baseiam-se na corrente que circula em cada elemento da rede. Nesse caso, as Figuras 6.2 e 6.7 mostram que corrente de pico da rede 1 é 3,23 vezes maior que a corrente de pico da rede 2, ou seja, perdas maiores são naturalmente esperadas para a rede 1.

Tabela 6.6 – Comparação das perdas de energia (em MWh e em R\$) para a rede 2.

Modelo de carga	Perdas [MWh]	Custo [R\$]	Varição para o modelo otimizado	Varição para o modelo otimizado [R\$]
Otimizado	316,92	24.523,18	-	-
ANEEL	318,12	24.616,12	0,38%	92,94
100% Potência Constante	320,92	24.832,80	1,26%	309,62
100% Impedância Constante	315,72	24.430,31	-0,38%	-92,87

7 Conclusão

O presente trabalho de pesquisa abordou a aplicação da modelagem de cargas através dos coeficientes do modelo ZIP em redes de distribuição de energia elétrica e sua importância em redes teóricas e reais, bem como uma proposta de otimização de tais coeficientes. Observa-se nos exemplos apresentados que a consideração do modelo ZIP tem impacto direto nas perdas técnicas dos sistemas elétricos, sendo portanto um elemento que não deve ser ignorado durante os cálculos de fluxo de potência. Salienta-se que outras pesquisas que versam sobre análises de otimização (configuração ótima da rede, alocação de bancos de capacitores, reguladores de tensão, geradores, baterias, microrredes etc.) utilizam os resultados do fluxo de potência em suas rotinas, o que mostra mais uma vez a relevância da modelagem de carga aplicada a operação e ao planejamento da expansão dos sistemas de distribuição.

Do exposto, observa-se que a modelagem de cargas considerando o modelo ZIP apresenta sua relevância não somente em redes teóricas, mas também em redes pertencentes às distribuidoras de energia elétrica, as quais necessitam de resultados fidedignos das simulações e fluxo de potência para conduzir estudos de expansão do sistema e realizar investimentos de forma prudente, conforme preconizado na legislação brasileira.

Os resultados obtidos mostram que algoritmos genéticos são eficientes e eficazes para a resolução do problema proposto, uma vez que permitem uma fácil codificação dos coeficientes ZIP (genes), permitindo assim a mutação e a recombinação dos indivíduos (que são as propostas de solução geradas). Além disso, tal algoritmo apresentou rápida convergência e trouxe resultados que puderam ser confrontados e confirmados com o comportamento esperado da classe consumidora residencial, mostrando mais uma vez a robustez da metodologia proposta.

As duas redes analisadas no estudo de caso mostraram que diferentes modelagens ZIP têm impacto financeiro no cálculo de perdas técnicas do alimentador, com diferenças que chegam a até 30 mil reais. Ademais, mesmo que os resultados da rede 2 apresentem baixos impactos financeiros, deve-se ressaltar que as grandes distribuidoras de energia elétrica brasileiras possuem centenas de subestações com centenas (ou até milhares) de alimentadores com as mais diversas características, ou seja, caso a modelagem ZIP proposta neste trabalho seja ampliada para os demais alimentadores da empresa, o impacto financeiro torna-se ainda mais relevante. Além disso, as análises realizadas mostram que os coeficientes do modelo ZIP fornecidos pelo Módulo 7 do PRODIST se mostraram sempre como o “caso intermediário” dentre os cenários propostos, o que pode ser considerada uma abordagem generalista mas que não necessariamente representa de maneira mais próxima

do real o comportamento das cargas do sistema elétrico.

Para trabalhos futuros, propõe-se aplicação da metodologia proposta neste trabalho nos demais alimentadores da distribuidora que possuam medições e dados elétricos da rede válidos a fim de se obter parâmetros ZIP fidedignos a característica de cada rede de distribuição. Além disso, mais religadores por rede podem ser considerados a fim de trazer mais assertividade aos coeficientes ZIP. Propõe-se também a análise de alimentadores que tenham características majoritariamente exclusivas de uma classe consumidora, para verificar se os coeficientes ZIP gerados trazem alguma semelhança com o comportamento real das cargas, assim como foi feito na rede 1. Sugere-se ainda a adoção de uma metodologia que, após a análise de um número considerável de alimentadores, possa traduzir em coeficientes do modelo ZIP o comportamento típico de cada classe de consumidor, para a posterior aplicação em redes que não possuam medições na cabeceira do alimentador e/ou em um ponto intermediário da rede.

Referências

- ANEEL. *Módulo 1 – Glossário de Termos Técnicos do PRODIST*. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>. Citado na página 20.
- ANEEL. *Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição*. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 20.
- ANEEL. *Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição*. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>. Citado na página 20.
- ANEEL. *Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 36.
- ANEEL. *Resolução Normativa ANEEL nº 1.000*. 2021. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1-000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>>. Citado na página 21.
- ANEEL. *Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>. Citado na página 48.
- ARIF, A. et al. Load modeling—a review. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018. Citado na página 18.
- BANSAL, R. C. Optimization methods for electric power systems: An overview. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 52.
- BRIGATTO, G. A. A. *Teoria do Problema do Fluxo de Carga (Apostila da Disciplina de Tópicos em Sistemas Eletro-Eletrônicos - EMC-UFG)*. 2021. Citado 4 vezes nas páginas 14, 23, 24 e 30.
- BROWNLEE, J. *Clever Algorithms: Nature-inspired Programming Recipes*. [S.l.: s.n.], 2011. ISBN 9781446785065. Citado na página 52.
- CARVALHO, M. M. de. *Análise da Influência de Diferentes Tipos de Cargas no Desempenho da Proteção Anti-ilhamento de Geradores Distribuídos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2014. Citado na página 18.
- CHOW, J.; SANCHEZ-GASCA, J. *Power System Modeling, Computation, and Control*. [S.l.]: Wiley, 2020. (IEEE Press). ISBN 9781119546870. Citado na página 15.
- CYME. *Soluções de software para sistemas de energia CYME*. 2022. Disponível em: <<https://www.eaton.com/br/pt-br/products/utility-grid-solutions/cyme-power-engineering-solutions.html>>. Citado na página 50.

EIBEN, A.; SMITH, J. *Introduction to Evolutionary Computing*. [S.l.]: Springer Berlin Heidelberg, 2015. ISBN 9783662448748. Citado na página 52.

EPE. *Metodologia: Projeção de Curva de Carga Horária*. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-476/NT%20Metodologia%20Proje%C3%A7%C3%A3o%20Carga%20Hor%C3%A1ria_EPE-NT-EPE-DEA-005-2020.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 60 e 62.

EPE. *Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico - Metodologia e Cálculo*. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-593/NT%20EPE-DEE-NT-034_2022%20-%20CME.pdf>. Citado na página 60.

FATHI, V.; SEYEDI, H.; IVATLOO, B. M. Reconfiguration of distribution systems in the presence of distributed generation considering protective constraints and uncertainties. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2020. Citado na página 43.

GRANADOS, J. F. L. *Modelagem de Carga em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 56.

HAFFNER, S. et al. Análise e modelagem de cargas típicas de redes de distribuição de energia elétrica. *Latin-American Congress On Electricity Generation And Transmission*, 2009. Citado na página 18.

HOLLAND, J. *Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence*. [S.l.]: University of Michigan Press, 1975. Citado na página 52.

IEEE. Load representation for dynamic performance analysis (of power systems). *IEEE Transactions on Power Systems*, 1993. Citado na página 15.

IMRAN, M.; KOWSALYA, M. A new power system reconfiguration scheme for power loss minimization and voltage profile enhancement using fireworks algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2014. Citado na página 43.

INJETI, S. K.; KUMAR, N. P. A novel approach to identify optimal access point and capacity of multiple dgs in a small, medium and large scale radial distribution systems. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 2013. Citado na página 43.

ISTOÉ. *Enel investirá R\$ 121 milhões para instalar 300 mil medidores inteligentes em SP*. 2022. Disponível em: <<https://istoe.com.br/enel-investira-r-121-milhoes-para-instalar-300-mil-medidores-inteligentes-em-sp/>>. Citado na página 48.

KURITA, A.; SAKURAI, T. The power system failure on July 23, 1987 in Tokyo. In: *Proceedings of the 27th IEEE Conference on Decision and Control*. [S.l.: s.n.], 1988. Citado na página 15.

MONTICELLI, A. J. *Fluxo de Carga em Rede de Energia Elétrica*. [S.l.]: Blucher, 1983. Citado na página 24.

NAWAZ, S. et al. Allocation of DG and Capacitor Units for Power Loss Reduction in Radial Distribution System. 2016. Citado 3 vezes nas páginas 34, 36 e 43.

OLIVEIRA, V.; OLIVEIRA, R.; AFFONSO, C. Cuckoo search approach enhanced with genetic replacement of abandoned nests applied to optimal allocation of distributed generation units. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2018. Citado na página 43.

PATEL, D. K.; SINGH, D.; SINGH, B. Genetic algorithm-based multi-objective optimization for distributed generations planning in distribution systems with constant impedance, constant current, constant power load models. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2020. Citado na página 18.

PROCEL. *Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial*. 2019. Disponível em: <<https://q.eletrabras.com/pt/Paginas/PPH-2019.aspx>>. Citado 2 vezes nas páginas 61 e 63.

STEVENSON, W. D. *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*. [S.l.]: McGraw-Hill, 1986. Citado na página 14.

TRAN, T. T.; TRUONG, K. H.; VO, D. N. Stochastic fractal search algorithm for reconfiguration of distribution networks with distributed generations. *Ain Shams Engineering Journal*, 2020. Citado na página 43.

ZANIN JÚNIOR, P. S. *Modelo Multiobjetivo de Alocação e Dimensionamento de Geração Distribuída para Redes de Distribuição*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Goiás, 2018. Citado na página 23.

ZHANG, D.; FU, Z.; ZHANG, L. An improved ts algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems. *Electric Power Systems Research*, v. 77, p. 685–694, 2007. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 45.