



UNIVERSIDADE
ESTADUAL DE LONDRINA

CAMILA MARIA GALO DA SILVA

**MODELO LINEAR FLEXÍVEL PARA ABORDAR
DIFERENTES ESTRATÉGIAS DE PLANEJAMENTO NO
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CAMILA MARIA GALO DA SILVA

**MODELO LINEAR FLEXÍVEL PARA ABORDAR
DIFERENTES ESTRATÉGIAS DE PLANEJAMENTO NO
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Londrina para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Luis Alfonso Gallego Pareja

Londrina
2016

Ficha Catalográfica

Maria Galo da Silva, Camila

Modelo Linear Flexível para Abordar Diferentes Estratégias de Planejamento no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. Londrina, PR, 2018. 99 p.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Londrina, PR. Departamento de Engenharia Elétrica

1. Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. 2. Horizonte de Períodos. 3. Programação Linear Inteira Mista. 4. Estratégias de Planejamento. I. Universidade Estadual de Londrina. Departamento de Engenharia Elétrica. Departamento de Engenharia Elétrica . II. Título.

CAMILA MARIA GALO DA SILVA

**MODELO LINEAR FLEXÍVEL PARA ABORDAR DIFERENTES
ESTRATÉGIAS DE PLANEJAMENTO NO SISTEMA DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Londrina para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA

Orientador: Prof. Dr. Luis Alfonso Gallego Pareja
Universidade Estadual de Londrina - UEL

Prof Dr. Mauricio Granada Echeverri
Universidad Tecnológica De Pereira - UTP

Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero
Universidade Estadual Paulista - UNESP

Londrina, 11 de dezembro de 2018.

Dedico este trabalho aos meus pais,
pelo apoio, incentivo e compreensão.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, pela oportunidade de vivenciar esta etapa profissional.

Aos meus pais, Celso e Fátima, que com muito apoio não mediram esforços para a realização de mais uma conquista em minha vida.

Ao professor Dr. Luis Alfonso Gallego Pareja, orientador desta dissertação, pela paciência, apoio, disposição e compreensão.

Ao Dr. Fernando V. Cerna pelo auxílio e pelas contribuições de melhorias ao longo do desenvolvimento do meu trabalho.

Ao David William Marques Guerra e aos meus amigos de laboratório que de alguma forma me auxiliaram.

Agradeço a UEL e ao programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica pelo apoio prestado durante o desenvolvimento desta dissertação.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior- Brasil (CAPES) pelo apoio financeiro (Código de Financiamento 001).

“A educação é a arma mais poderosa que você pode usar para mudar o mundo”

(Nelson Mandela)

Resumo

Nesta dissertação apresenta-se um novo modelo de programação linear inteira mista, para avaliar as estratégias de planejamento no sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE). Estas estratégias envolvem o recondutoramento e seleção de condutores nos ramos, instalação e alocação de geradores distribuídos (GDs), capacitores fixos e/ou chaveados. O objetivo é minimizar os custos de investimento e operação relacionados com o SDEE, tais como: custo de aquisição dos tipos de condutores, GDs, capacitores fixos e chaveados, além dos custos de operação advindos da energia gerada pelos GDs e pelas perdas de energia nos condutores ao longo do SDEE durante um determinado horizonte de períodos. No modelo proposto, o cálculo do ponto de operação em regime permanente é formulado através de um conjunto de restrições lineares relacionadas com o balanço de potência ativa, reativa, queda de tensão, e limites de corrente e tensão. Um conjunto de técnicas de linearização é empregada para desenvolver este modelo linear. Os resultados obtidos pela formulação matemática indicam redução das perdas de potência ativa, e incremento dos níveis de tensão. O modelo é solucionado através de ferramentas de otimização clássicas, garantindo a convergência para a solução ótima. O modelo proposto foi implementado no AMPL (A Modeling Language for Mathematical Programming) e resolvido utilizando o *solver* comercial CPLEX. Na validação da metodologia, os sistemas 27 e 136 nós foram testados.

Palavras-Chave: Sistema de Distribuição de Energia Elétrica; Horizonte de Períodos; Programação Linear Inteira Mista; Estratégias de Planejamento.

Abstract

In this dissertation, a new mixed integer linear programming model is presented to evaluate planning strategies in the electric distribution system (EDS). These strategies involve the reconductoring and selection of conductors in the branches, installation and allocation of distributed generators (DGs), fixed and/or switched capacitors. The objective is to minimize investment and operating costs related to EDS, such as: cost of acquisition types of conductors, DGs, fixed and switched capacitors, as well as the operating costs arising from the energy generated by the DGs and the energy losses in the conductors throughout the EDS for one horizon of periods. In the proposed model, the calculation of the operating point in steady state is formulated through a set of linear constraints related to the active, reactive power balance, voltage drop, and current and voltage limits. A set of linearization techniques is employed to develop this linear model. The results obtained by the mathematical formulation indicate reduction of the losses of active power, and increase of the voltage levels. The model is solved through classic optimization tools, guaranteeing convergence to the optimal solution. The proposed model was implemented in AMPL (A Modeling Language for Mathematical Programming) and solved using the CPLEX commercial solver. In the validation of the methodology, the systems 27 and 136 nodes were tested.

Key-words: Electrical Distribution System, Horizon of Periods, Mixed Integer Linear Programming, Planning Strategies.

Sumário

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

Lista de Abreviaturas

Lista de Símbolos

1	Introdução	1
1.1	Objetivos da Dissertação	5
1.1.1	Objetivo Geral	6
1.1.2	Objetivos Específicos	6
1.2	Contribuições do trabalho	6
1.3	Estrutura da Dissertação	6
2	Estado da Arte	8
2.0.1	Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição Radial	8
2.0.2	Alocação ótima da GD	13
2.0.3	Alocação Ótima de Capacitores no SDEE	16
2.0.4	Comentários Finais do Capítulo	22
3	Formulação “Branch Flow” para o Fluxo de Potência no SDEE	24
3.0.1	Determinação do Estado de Operação em Regime Perma- nente de um SDEE	24
3.0.2	Modelagem Básica do Fluxo de Potência	25
3.0.3	Formulação Não Linear para o Problema do FP	27

3.0.4	Formulação Não Linear Considerando Períodos de Demanda para o Problema do FP	28
3.0.5	Linearização	29
3.0.6	Linearização de $V_j^{sqr} I_{ij}^{sqr}$	29
3.0.7	Linearização de $P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$	30
3.0.8	Formulação Linear Inteira Mista para a Modelagem do Fluxo de Potência	32
3.0.9	Formulação Linear Inteira Mista para a Modelagem do Fluxo de Potência Considerando Períodos	33
3.0.10	Testes e Resultados	34
3.0.11	Sistema de 33 Nós Baran-Wu	35
3.0.12	Sistema de 70 Nós	38
3.0.13	Sistema de 202 Nós	42
3.0.14	Comentários Finais	45
4	Formulação Matemática Flexível para Abordar Diferentes Estratégias de Planejamento	46
4.0.1	Considerações	46
4.0.2	Modelo Não Linear Empregado para Abordar Diferentes Estratégias de Planejamento	47
4.1	Linearização	50
4.1.1	Método Big-M	50
4.1.2	Linearização de $I_{T,ij}^{sqr} \cdot w_{T,ij,t}$	51
4.1.3	Linearização de $P_{T,ij} \cdot w_{T,ij,t}$ e $Q_{T,ij} \cdot w_{T,ij,t}$	52
4.1.4	Linearização de $N_{i,c}^{fx} \cdot w_i^{fx}$	53
4.1.5	Linearização de $w_i^{sw} \cdot Y_{T,a}^{sw}$	53
4.1.6	Linearização de $P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$	54
4.1.7	Modelo Linear Empregado para Resolver os Problemas do PESD	55
4.1.8	Considerações Finais do Capítulo	57

5	Resultados e discussões	59
5.0.1	Sistema de 27 Nós	60
5.0.2	SI-27:	62
5.0.3	RE-27:	62
5.0.4	RE+GD-27:	63
5.0.5	RE+CAP-27:	64
5.0.6	RE+CAP+GD-27:	65
5.0.7	Sistema de 136 Nós	69
5.0.8	SI-136:	70
5.0.9	RE-136:	70
5.0.10	RE+GD-136:	71
5.0.11	RE+CAP-136:	71
5.0.12	RE+CAP+GD-136:	72
5.0.13	Comentários Finais do Capítulo	76
6	Conclusão	77
7	Trabalhos Futuros	79
	Referências	80
	Apêndice A – Configuração Inicial para o Sistema de 136 Nós	91
	Apêndice B – Publicações	93

Lista de Figuras

1.1	Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil/ano base 2016.	4
3.1	Diagrama representativo do modelo de fluxo de potência.	25
3.2	Discretização do quadrado da variável contínua não negativa P_{ij} por Y elementos discretos.	30
3.3	Ilustração da linearização por partes de P_{ij}^2	31
3.4	Diagrama unifilar do sistema radial de 34 nós.	35
3.5	Comportamento das perdas de potência ativa com relação ao número de discretizações para o sistema de 34 nós.	36
3.6	Perfis de tensão do sistema de 34 nós para a demanda pesada, média e leve, respectivamente.	37
3.7	Diagrama Unifilar do sistema radial de 70 nós.	39
3.8	Comportamento das perdas de potência ativa com relação ao número de discretizações para o sistema de 70 nós.	40
3.9	Perfis de tensão do sistema de 70 nós para a demanda pesada, média e leve, respectivamente.	41
3.10	Diagrama unifilar do sistema de 202 nós.	42
3.11	Comportamento das perdas de potência ativa com relação ao número de discretizações para o sistema de 202 nós.	43
3.12	Perfis de tensão do sistema de 202 nós para a demanda pesada, média e leve, respectivamente.	44
4.1	Representação matemática da técnica Big-M.	51
4.2	Representação gráfica dos intervalos da expressão linear referente a técnica Big-M.	51
5.1	Topologia inicial do sistema de 27 nós.	61
5.2	Topologia final do sistema de 27 nós apresentado pelo estado de operação RE-27, considerando os três períodos, respectivamente. .	63

5.3	Topologia final do sistema de 27 nós apresentado pelo estado de operação RE+GD-27, considerando os três períodos, respectivamente.	64
5.4	Topologia final do sistema de 27 nós apresentado pelo estado RE+CAP-27, considerando os três períodos, respectivamente.	65
5.5	Topologia final do sistema de 27 nós apresentado pelo estado RE+CAP+GD-27, considerando os três períodos, respectivamente.	66
5.6	Magnitude da corrente para o sistema de 27 nós considerando os cinco estados de operação, para $T=3$ (demanda máxima).	67
5.7	Comportamento dos níveis de tensão para o sistema de 27 nós para todos estados de operação e períodos.	68
5.8	Diagrama unifilar do sistema de 136 nós.	69
5.9	Magnitude da corrente para o sistema de 136 nós considerando os cinco estados de operação, para $T=3$ (demanda máxima).	74
5.10	Comportamento dos níveis de tensão para o sistema de 136 nós para todos estados de operação e períodos.	75

Lista de Tabelas

3.1	Erros relativos referentes as perdas de potência para o sistema de 34 nós, considerando a demanda máxima.	36
3.2	Solução final para o sistema de 34 nós considerando o modelo de PNL.	37
3.3	Solução final para o sistema de 34 nós considerando o modelo de PL.	37
3.4	Erros relativos referentes as perdas de potência, considerando a demanda máxima para o sistema de 70 nós.	39
3.5	Solução final para o sistema de 70 nós considerando o modelo de PNL.	40
3.6	Solução final para o sistema de 70 nós considerando o modelo de PL.	40
3.7	Erros relativos referentes as perdas de potência para o sistema de 202 nós, considerando a demanda máxima.	43
3.8	Solução final para o sistema de 202 nós considerando o modelo de PNL.	43
3.9	Solução final para o sistema de 202 nós considerando o modelo de PL.	44
3.10	Aumento do número de variáveis contínuas do modelo de PL em relação ao modelo de PNL.. . . .	45
5.1	Características elétricas dos condutores para o sistema de 27 nós.	60
5.2	Configuração inicial dos condutores para o sistema de 27 nós. . . .	61
5.3	Representação dos resultados do sistema de 27 nós, considerando os cinco estados de operação.	66
5.4	Características elétricas dos condutores para o sistema de 136 nós.	69

5.5	Representação dos resultados do sistema de 136 nós, considerando os cinco casos de estudo.	73
A.1	Configuração inicial do sistema de 136 nós.	91

Lista de Abreviaturas

AMPL A Modeling Language for Mathematical Programming

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN Balanço Energético Nacional

BC Banco de Capacitor

CPLEX Solver Comercial Baseado no Método Simplex

EPE Empresa de Pesquisa Energética

FP Fluxo de Potência

GD Gerador Distribuído

KNITRO Nonlinear Interior-point Trust Region Optimizer

kW kilo Watt

kWh kilo Watt-hora

INEE Instituto Nacional de Eficiência Energética

PLIM Programação Linear Inteira Mista

PNLIM Programação Não Linear Inteira Mista

PESD Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição

SDEE Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

SG Smart Grid

Lista de Símbolos

Conjuntos

Ω_l Conjunto de ramos ij .

Ω_b Conjunto de nós i .

Ω_T Conjunto de períodos T .

Ω_t Conjunto de tipos de condutores t .

Ω_g Conjunto de tipos de GD's g .

Ω_c Conjunto de capacitores fixos c .

Ω_a Conjunto de capacitores chaveados a .

Parâmetros

Δ_{ij}^S Número máximo de blocos de discretização do ramo ij .

δ_g^{idg} Custo de instalação do GD g (\$).

δ_g^{gdg} Custo de energia gerado pelo GD g (\$/MWh).

δ_c^{ifx} Custo de instalação do capacitor fixo c (\$).

δ_c^{ufx} Custo de aquisição do capacitor fixo c (\$).

δ_a^{isw} Custo de instalação do capacitor chaveado a (\$).

δ_a^{usw} Custo de aquisição do capacitor chaveado a (\$).

δ_t^{UC} Custo de aquisição do condutor tipo t (\$/km).

δ Número de horas (h).

I_t^k Capacidade de corrente do condutor tipo t (A).

K_T Custo de energia no período T (\$/kWh).

$l_{i,j}$ Comprimento do ramo ij (km).

$m_{ij,y}^s$ Inclinação de cada bloco de discretização y relacionado ao ramo ij .

M Valor grande usado no processo de linearização.

$P_{T,i}^D$ Potência ativa demandada no nó i para o período T (kW).

\bar{P}_g Valor máximo de potência ativa injetada por GD g (MW).

$Q_{T,i}^D$ Potência reativa demandada no nó i para o período T (kVar).

Q_i^{fx} Potência reativa injetada por um capacitor fixo a ser instalado no nó i (Var).

\bar{Q}_g Valor máximo da potência reativa injetada pelo GD g (MVar).

Q_c^{fx} Potência reativa injetada pelo capacitor fixo c (Var).

Q_a^{sw} Potência reativa injetada pelo capacitor chaveado a (Var).

R_t^r Resistência do condutor tipo t (Ω/km).

X_t^r Reatância do condutor tipo t (Ω/km).

Z_t^r Impedância do condutor tipo t (Ω/km).

V_{nom} Tensão Nominal (kV).

\bar{V} , \underline{V} Valores máximos e mínimos de tensão (kV).

Y Número máximo de blocos de discretização y .

$Q_{T,i}^{ce}$ Potência reativa injetada no nó i para o período T , devido aos capacitores existentes (kVar).

\bar{N}^{fx} Número máximo de capacitores fixos disponíveis para o SDEE.

\bar{N}_c^b Número máximo de capacitores fixos c disponíveis para cada nó.

\bar{N}^{sw} Número máximo de capacitores chaveados a disponíveis para o SDEE.

Q^B Valor base da potência reativa no SDEE.

Variáveis

$D_{T,ij}$ Variável positiva que indica para o ramo ij no período T , o incremento do custo de instalação de um condutor de maior capacidade.

$I_{T,ij}^{qdr}$ Quadrado da magnitude da corrente no ramo ij para o período T .

$P_{T,ij}$ Fluxo de potência ativo no ramo ij para o período T (kW).

- $P_{T,i,g}$ Potência ativa injetada por cada tipo de GD g no período T em um nó i (MW).
- $P_{T,i}^S$ Potência ativa gerada pela subestação presente no nó i para o período T (kW).
- $P_{T,ij}^+$ Variável auxiliar usada no cálculo de $P_{T,ij}$ (kW).
- $P_{T,ij}^-$ Variável auxiliar usada no cálculo de $P_{T,ij}$ (kW).
- $Q_{T,ij}$ Fluxo de potência reativo no ramo ij para o período T (kVAr).
- $Q_{T,i,g}$ Potência reativa injetada pelo GD g para o período T no nó i (MVar).
- $Q_{T,i}^S$ Potência reativa gerada pela subestação presente no nó i para o período T (kVAr).
- $Q_{T,ij}^+$ Variável auxiliar usada no cálculo de $Q_{T,ij}$ (kVAr).
- $Q_{T,ij}^-$ Variável auxiliar usada no cálculo de $Q_{T,ij}$ (kVAr).
- $V_{T,i}^{qdr}$ Quadrado da magnitude da tensão no nó i para o período T .
- $w_{T,ij,t}$ Variável binária que indica para o período T , a instalação no ramo ij do tipo de condutor t .
- $\Delta I_{T,ij,t}^{qdr}$ Variável contínua que representa o produto de $w_{T,ij,t}$ e $I_{T,ij,t}^{qdr}$ no processo de linearização.
- $\Delta P_{T,ij,t}^w$ Variável contínua que representa o produto de $w_{T,ij,t}$ e $P_{T,ij}$ no processo de linearização.
- $\Delta P_{T,ij,y}$ Representa cada bloco de discretização y relacionado a $P_{T,ij}^2$ no processo de linearização.
- $\Delta Q_{T,ij,t}^w$ Variável contínua que representa o produto de $w_{T,ij,t}$ e $Q_{T,ij}$ no processo de linearização.
- $\Delta Q_{T,ij,y}$ Representa cada bloco de discretização y relacionado a $Q_{T,ij}^2$ no processo de linearização.
- $\beta_{i,g}$ Variável binária que indica a alocação de GD g no nó i .
- $Q_{T,i}^{sw}$ Potência reativa injetada por um capacitor chaveado a ser instalado no nó i para o período T (Var).
- w_i^{fx} Variável binária que indica a instalação de um capacitor fixo no nó i .
- w_i^{sw} Variável binária que indica a instalação de um capacitor chaveado no nó i .
- $N_{i,c}^{fx}$ Variável inteira que indica o número de capacitores fixos do tipo c a serem instalados no nó i .

$Y_{i,c,p}^{fx}$ Variável binária relacionada à discretização de $N_{i,c}^{fx}$.

$Y_{T,a}^{sw}$ Variável binária que indica a disponibilidade para instalação do capacitor chaveado a no período T .

1 Introdução

O sistema elétrico de potência (SEP) geralmente é dividido em três áreas: geração, transmissão e distribuição de energia. A principal finalidade do SDEE é fornecer o acesso ao uso dos serviços associados a energia com índices de continuidade adequados (TANG, 1996). Devido ao incremento populacional apresentado nos últimos anos torna-se importante o desenvolvimento de ferramentas e programas computacionais eficientes capazes de garantir uma operação econômica e segura da rede elétrica. Segundo o World Energy Outlook 2017, apresentado pela IEA (International Energy Agency), a demanda de energia deve expandir 30% até o ano 2040 (AGENCY, 2017). Desta forma, o conceito de smart grid (SG) surge com o propósito de otimizar os setores de transmissão e distribuição de energia elétrica através de um fluxo bidirecional de tecnologias de comunicação e informação (TIC) responsáveis por conectar as companhias de distribuição e os usuários, viabilizando melhora na confiabilidade e na qualidade do gerenciamento energético (NASIRI et al., 2017), (DEILAMI et al., 2011).

O aumento da instalação de novas cargas produz modificações contínuas nos sistema, e para atender a crescente demanda torna-se necessário a expansão do SDEE. O principal objetivo do planejamento da expansão do sistema de distribuição (PESD) é oferecer benefícios técnicos, econômicos e ambientais relacionado à adequação e modernização da rede elétrica para operar com continuidade, qualidade e segurança, além de minimizar o custo total de investimentos associado à instalação de novos elementos, respeitando restrições estabelecidas pelos órgãos reguladores (GHALEHKHONDABI et al., 2017), (RAUT; MISHRA, 2017).

Na literatura especializada podem ser encontradas diversas formulações matemáticas e técnicas de solução para resolver os problemas do PESD. Os modelos matemáticos podem ser divididos de acordo com o tempo de estudo, horizonte de planejamento, sendo denominados de PESD de curto, médio e longo prazo (FLETCHER; STRUNZ, 2007). No curto e médio prazo (1 a 5 anos) propõem-se investimentos que não alteram a rede, como alocação ótima de capacitores e reguladores de tensão (CASILLAS et al., 2017), (MADRUGA; CANHA, 2010), (GU; RIZY,

1996); o dimensionamento dos alimentadores e o reforço dos ramos (FRANCO et al., 2013),(BAKKABULINDI et al., 2013); reconfiguração primária da rede (ARCHANA; KUMAR; GUPTA, 2016),(SINGH et al., 2016); alocação de geradores distribuídos (GD) (NAWAZ et al., 2017). Além disso, no planejamento a longo prazo (5 a 20 anos), a instalação de subestações (MINTEER et al., 2017), como também a repotencialização de transformadores e alimentadores (ESMAIL et al., 2017), são realizados.

Para o planejamento a longo prazo, os modelos estático e multiestágio (dinâmico) são considerados. No primeiro caso, considera-se um tempo específico durante todo horizonte de planejamento, enquanto o modelo multiestágio divide o tempo de estudo em vários estágios (JUNIOR, 2014). Desta maneira, investimentos como construção de subestações e reconfiguração da rede são realizados obedecendo as variações de demanda (FLETCHER; STRUNZ, 2007). As formulações matemática dos modelos de programação para automatizar a rede elétrica são classificados em mono-objetivo e multiobjetivo. A formulação multiobjetivo é capaz de identificar uma solução eficiente originada de um conjunto de alternativas capazes de resolver os problemas do PESD (MACIEL, 2012), (JUNIOR, 2014).

Diversos trabalhos vêm sendo desenvolvidos na última década para abordar os problemas do PESD com diferentes horizontes de planejamento preestabelecidos. O recondutoramento como estratégia eficiente no PESD visa encontrar uma configuração ideal de condutores dentro da rede elétrica que garanta os requisitos técnicos, dentre eles os limites térmicos, e a queda de tensão ao longo de cada alimentador, minimizando os custos operacionais envolvidos (FRANCO et al., 2013). Assim, a escolha ótima dos tipos de condutores para o reforço nos ramos permite uma melhoria (ou seja, incremento do perfil de tensão, redução de perdas, etc.) nas operações do SDEE (BAKKABULINDI et al., 2013).

No contexto da nova estrutura do setor elétrico, o dimensionamento e alocação de GDs têm-se tornado interessante (DAS; ROY; POTA, 2017). O GD é uma geração de pequena escala, sendo localizada próxima dos consumidores. Um gerador é classificado de acordo com sua forma de geração, tais como: solar, biomassa, eólica, células à combustível, entre outras (LEPADAT et al., 2017), (EL-KHATTAM; HEGAZY; SALAMA, 2005). As tecnologias convencionais são provindas de fontes naturais, e conseqüentemente são produzidas de uma maneira mais lenta, são elas: micro-turbinas, turbinas a gás, motores síncronos ou de indução, entre outras. As tecnologias renováveis são conhecidas por produzirem energia limpa, e são originadas de fontes inesgotáveis, alguns exemplos são: energia eólica, solar, hidráulica, biomassa, células a combustível e pequenas centrais hidroelétricas,

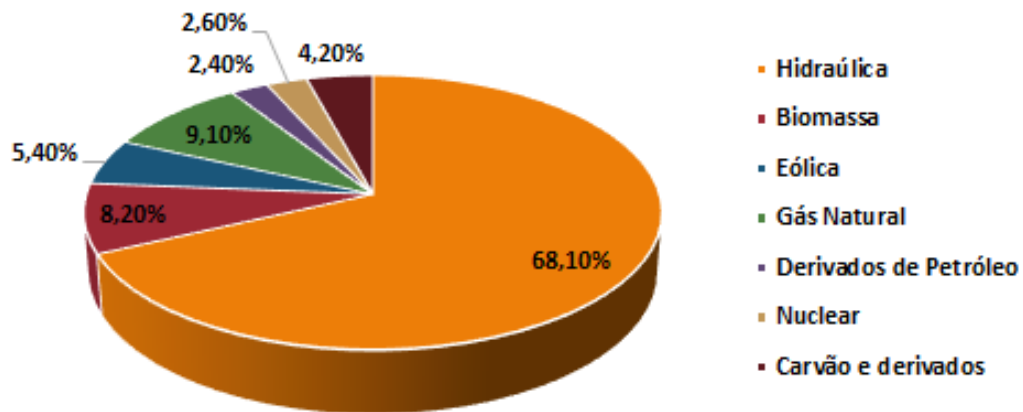
entre outras (CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004). A alocação ótima de GDs auxilia na melhoria da qualidade de energia, devido a estabilidade dos níveis de tensão, redução das perdas de energia, redução da emissão de poluentes (quando comparado com GDs originadas de fontes convencionais) e ampliação da matriz energética (MASSUCCO et al., 2017).

O Balanço Energético Nacional (BEN) disponibilizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) considerando o ano base de 2016, demonstra que a matriz energética brasileira é composta principalmente por fontes de geração advindas de recursos renováveis, e além disso, a geração elétrica de origem não-renovável apresentou uma queda de 6,3% em comparação com o ano 2015 (BEN, 2017). A Figura 1.1 demonstra a oferta interna de energia no Brasil através de diferentes fontes de geração. Nota-se que a principal fonte de de geração de energia no Brasil é a hidráulica, correspondente a 68,10% da oferta interna. Fontes renováveis representam cerca de 81,7% da oferta interna brasileira (BEN, 2017).

Na literatura especializada é possível encontrar várias definições para o termo GD (COLMENAR-SANTOS et al., 2016), (ADEFARATI; BANSAL, 2016). Segundo o INEE (2018) o termo GD foi definido como uma fonte de geração de energia, que pode ser realizada próximo ou em conjunto com os consumidores, independente da fonte de energia (convencional ou renovável). O decreto nº 5.163 (ANEEL, 2004), define GD no capítulo II, seção I, como:

“Considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento: I- hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; II- termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.”

Segundo ANEEL (2016), a microgeração e a minigeração são definidas como fontes de produção de energia elétrica advindas de pequenas centrais geradoras. A microgeração baseia-se em uma central geradora com potência instalada até 75 kW, enquanto a minigeração refere-se as centrais geradoras com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW conectadas nos SDEE através de instalações de unidades consumidoras.

Figura 1.1: Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil/ano base 2016.

Fonte: Balanço Energético Nacional (2016).

As principais vantagens (técnicas e econômicas) apresentadas pela alocação do GD, de acordo com Yamashita (2017), Barker e Mello (2000) são descritas a seguir:

- Redução das perdas de potência, pois injeta potência nos pontos deficientes das redes;
- Estabilidade dos níveis de tensão do SDEE, contribuindo para melhorar a confiabilidade dos serviços relacionados à energia elétrica;
- Redução dos resíduos poluentes com alocação de GDs originados de fontes renováveis, desta maneira, contribui para um cenário mais sustentável e possibilita melhorar a eficiência energética;
- Flexibilidade de localização, uma vez que, o GD é uma fonte de produção de energia com pequenas dimensões;
- Diversificação da matriz energética, pois apresenta diferentes fontes de energia (renováveis ou não).
- Redução dos investimentos relacionados com o transporte de energia, uma vez que o GD atua como fonte de energia descentralizada. Além disso, esta forma descentralizada contribui para a diminuição na oscilação dos preços relacionados ao investimentos no planejamento da rede.

Segundo Mijalili, Sedighi e Haghifam (2013) e Gallardo (2005), os impactos da alocação do GD são:

- Alto custo de aquisição para determinados tipos de GD, o que posterga o tempo para o retorno financeiro.
- O PESD torna-se mais complexo, pois são necessárias novas alterações nos procedimentos destinados ao controle, operação e proteção da rede elétrica. Novas análises devem ser efetuadas com a finalidade de gerenciar a instalação do GD, isto pode gerar um alto grau de complexidade dependendo do SDEE que está em análise.
- A potência de curto-circuito se eleva em todos os nós, principalmente em aqueles nós em que os GDs foram instalados.
- Dependendo da localização do gerador, o perfil de tensão aumenta e decresce ao longo do sistema elétrico, uma vez que o correto comportamento dos níveis de tensão é decrescer a medida que a carga se distancia da subestação.
- O fluxo de potência ativo deixa de ser unidirecional, e a dinâmica da rede é alterada com a instalação de GDs, pois uma linha da rede pode apresentar vários valores e sentidos para diferentes circunstâncias de operação.

Por último, a instalação dos capacitores nos nós do SDEE radial oferece vantagens dependendo da sua capacidade e localização, tais como: reduções das perdas de energia, melhoramento do perfil de tensão e correção do fator de potência (EL-ELA; EL-SEHIEMY; ABBAS, 2018).

Nesta dissertação apresenta-se um novo modelo de programação não-linear inteira mista (PNLIM) flexível (representando diferentes alternativas) para ser aplicado no SDEE. Este modelo considera como estratégias de planejamento o recondutoramento e seleção de condutores, a alocação de GDs, e instalação de BCs. Posteriormente, técnicas de linearização são empregadas para obter um modelo de programação inteira mista (PLIM) equivalente, solucionado através de técnicas clássicas de otimização, que garantem a convergência para a solução ótima global do problema. O horizonte de planejamento é dividido em três períodos, sendo cada período representado por 8760 horas. O problema foi implementado na linguagem algébrica AMPL (FOURER; KERNIGHAN, 2003), e resolvido através do *solver* comercial CPLEX (IBM, 2016). Para validação da metodologia, os modelos foram testados nos sistemas de 27 e 136 nós, sendo o sistema de 136 nós real.

1.1 **Objetivos da Dissertação**

A seguir são apresentados os objetivos desta dissertação de mestrado.

1.1.1 Objetivo Geral

Desenvolver um modelo matemático linear para o recondutoramento e seleção de condutores, alocação de GDs, e instalação de BCs, buscando minimizar os custos de investimentos de novos equipamentos, as perdas de potência e melhorar o perfil de tensão do SDEE.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Estudar/analisar os problemas de otimização do SDEE.
- Desenvolver uma formulação matemática flexível e não linear inteira mista para avaliar as estratégias de planejamento (recondutoramento e seleção de condutores, alocação e instalação de GDs, e capacitores fixos e/ou chaveados) no SDEE.
- A partir do modelo de PNLIM, obter um modelo linearizado equivalente, com espaço de soluções convexo que garante a solução ótima global.
- Resolver o modelo de PLIM através do *solver* comercial CPLEX.
- Aplicar a formulação matemática desenvolvida em sistemas testes e reais, retirados da literatura especializada.

1.2 Contribuições do trabalho

- Um novo modelo de PLIM flexível considerando diferentes estratégias de planejamento no SDEE.
- O modelo proposto pode ser resolvido com um esforço computacional relativamente baixo usando *solvers* comerciais que empregam técnicas de otimização clássicas.
- O modelo proposto visa o uso de geradores distribuídos oriundos de fontes renováveis, contribuindo para um cenário sustentável.

1.3 Estrutura da Dissertação

O presente trabalho está organizado em cinco capítulos como segue:

- No Capítulo 1, apresenta-se a introdução do tema a ser abordado, detalha-se os objetivos (gerais e específicos) desta dissertação. Ressaltam-se as contribuições da dissertação e por último apresenta-se a sua estrutura.
- No Capítulo 2, apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre os trabalhos relacionados com o PESD, e uma revisão mais detalhada de alguns trabalhos que empregam estratégias de planejamento similares usadas na elaboração desta dissertação de mestrado.
- No Capítulo 3, estão representados os modelos de PNLIM e o modelo de PLIM, usados para calcular o ponto de operação em regime permanente de um SDEE radial.
- No Capítulo 4, mostra-se o modelo não linear e o linear inteiro misto para o problema do recondutoramento e seleção de condutores, alocação de GDs e instalação de BCs.
- No Capítulo 5, são apresentados os resultados obtidos pela formulação matemática proposta. Ressaltam-se os valores das perdas, custos de investimentos, custos operacionais, tensões mínimas, e a numeração dos nós que receberam GDs e BCs, ao longo do horizonte de planejamento estipulado neste trabalho.
- No Apêndice A, é apresentada a configuração inicial utilizada neste trabalho para analisar o comportamento das perdas de potência e níveis de tensão do sistema de 136 nós para $T=1$.
- No Apêndice B, apresentam-se os trabalhos publicados pela autora durante o desenvolvimento desta dissertação.

2 Estado da Arte

Apresenta-se uma revisão bibliográfica relacionada com os problemas discutidos nesta dissertação. Inicialmente, a revisão do estado da arte está relacionada com os problemas do PESD. Na segunda parte, consideram-se os trabalhos relacionados com o recondutoramento e seleção de condutores, instalação de BCs fixos e/ou chaveados, alocação e dimensionamento de GDs.

2.0.1 Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição Radial

O PESD possui a finalidade de atender a crescente demanda através de sistemas projetados para gerenciar os serviços relacionados a energia com qualidade e confiabilidade. Desta forma, este planejamento é responsável por determinar quando, aonde e quais investimentos deverão ser inseridos na rede, a fim de suprir a carga estabelecida (JUNIOR, 2014). Diferentes formulações matemáticas e técnicas de solução surgem como estratégias capazes de resolver os problemas apresentados pelo SDEE.

Dentro do estudo do PESD a redução das perdas de potência deve ser considerada como um aspecto técnico capaz de gerar um custo econômico mínimo por meio de investimentos adequados, pois são responsáveis por fornecerem às concessionárias redução de suas receitas finais, além de tornar o SDEE mais eficiente (RESENER et al., 2018). O segundo aspecto a ser considerado é o comportamento dos níveis de tensão, pois próximos a 1 p.u.(por unidade) indicam maior qualidade nos serviços relacionados a energia entregue aos consumidores. Além disso, níveis de tensão dentro dos limites exigidos pelos órgãos reguladores evitam que as concessionárias paguem compensações (penalizações) financeiras por serviços operacionais inadequados (RESENER et al., 2018).

As metodologias empregadas para resolver os problemas referentes ao PESD podem ser divididas em: técnicas heurísticas, metaheurísticas e de otimização clássicas (BAQUERO, 2012), assim como também as formulações matemáticas podem ser caracterizadas de acordo com a função objetivo, tempo de estudo, e a forma de aplicação das estratégias de planejamento de maneira individual ou simultânea. A seguir, são apresentados alguns trabalhos relacionados com os

problemas discutidos nesta dissertação.

Sun et al. (1982) empregaram uma metodologia pseudodinâmica para solucionar o problema de carga fixa no SDEE. O PESD foi dividido em duas etapas. Na primeira etapa o modelo utilizado é estático, com a finalidade de obter uma solução capaz de atender aos valores das demandas ao final do horizonte do planejamento estipulado. A segunda etapa aplica investimentos em cada um dos estágios, para otimizar a localização de subestações e coordenar o planejamento dos alimentadores radiais, por meio da criação do sistema intermediário. Para esta última fase, o crescimento da carga deve ser considerado.

Ramirez-Rosado e Gonen (1991) desenvolveram um modelo baseado em metodologia pseudodinâmica para resolver os problemas do PESD, por meio da alocação, repotencialização de subestações, e construção/reforço de circuitos. O modelo emprega uma formulação matemática inteira mista. Funções objetivos para representar o custo de investimentos e perdas de energia estão sujeitas à restrições técnicas que auxiliam na eficiência do SDEE.

Tang (1996) utilizou um modelo matemático multiestágio de PNLIM, com a finalidade de otimizar o SDEE. Empregou-se um algoritmo de fluxo de potência. A função objetivo é modelada com os custos de investimentos e manutenção, originados da alocação de subestações e alocação dos alimentadores, além dos custos das perdas de energia. Os resultados comprovam a eficiência do modelo na resolução do SDEE de grande escala para manter a confiabilidade da rede.

Kuwabara e Nara (1997) para solucionar os problemas do PESD utilizaram um modelo baseado em PLIM para ser aplicado em sistemas de pequeno porte. O algoritmo de solução baseia-se em técnicas equivalentes do algoritmo *branch-exchange*. O objetivo do trabalho é encontrar um plano de expansão que possa fornecer energia para todas as seções de carga, de acordo com o horizonte de planejamento. A função objetivo é modelada a partir dos custos de investimentos originados pela troca de um ramo em um determinado período de tempo, pelos custos operacionais, e por custos destinados a violação de restrição, como é o caso da restrição de tensão.

Ramirez-Rosado e Bernal-Agustin (1998) aplicaram um novo algoritmo genético (AG) para automatizar a rede elétrica, a fim de atender a crescente demanda. A finalidade do algoritmo foi encontrar a localização e o dimensionamento ótimo de subestação e alimentadores, respectivamente. Nesse artigo, o modelo é baseado em PNLIM, e pode ser empregado em um planejamento estático ou multiestágio (através da metodologia pseudodinâmica). Este modelo apresenta uma função

objetivo que representa os custos de investimentos relacionados com os alimentadores e com a subestação, além dos custos operacionais originado pelo SDEE.

Ramirez-Rosado e Bernal-Agustin (2001) apresentaram um modelo multi-objetivo, desenvolvido através de um algoritmo evolutivo. Nesse artigo o problema da localização de subestação e reforço/substituição ótima dos alimentadores foi modelado como sendo de PLIM e pode ser empregado em um planejamento estático ou multiestágio. Assim como Ramirez-Rosado e Bernal-Agustin (1998), este trabalho apresenta uma função objetivo que foi modelada a partir dos custos operacionais e dos custos de investimentos.

Boulaxis e Papadopoulos (2002) propuseram a técnica de programação dinâmica para auxiliar no roteamento ótimo dos alimentadores, a fim de melhorar a expansão da rede elétrica, e buscar a sua automatização. Parâmetros de custos relacionados aos investimentos, operações e de confiabilidade de energia foram levados em consideração. O algoritmo proposto foi aplicado para um planejamento multiestágio.

Um algoritmo melhorado baseado na técnica *branch-exchange* foi apresentado por Miguez et al. (2002). O algoritmo melhorado auxilia na busca do planejamento ótimo dos alimentadores do SDEE de média tensão. Este algoritmo seleciona um ramo do SDEE, e o substitui por outro que apresente um menor valor de custo, cumprindo as exigências técnicas impostas. A função de custo a ser minimizada consiste dos custos de investimentos, custos operacionais e outros custos relacionados com a qualidade no fornecimento de energia.

Diaz-Dorado e Pidre (2004) empregaram um algoritmo de programação dinâmica. Este algoritmo localiza o ponto ótimo para a instalação de subestações e seleciona os tipos de condutores destinados para cada ramo. O algoritmo proposto apresentou uma economia de 10% em relação a outros artigos retirados da literatura especializada e que consideram somente redes balanceadas.

Vaziri, Tomsovic e Bose (2004) formularam o problema do PESD como sendo multiestágio, respeitando as exigências dos níveis de tensão e da capacidade de operação de todos os elementos. Empregou-se um modelo matemático de PLIM com a finalidade de direcionar o custo mínimo do fluxo de potência. A função objetivo foi substituída por termos lineares, eliminando a necessidade do desenvolvimento das técnicas convencionais de linearização.

Urdaneta et al. (2005) desenvolveram um modelo matemático de PLIM para otimização das redes elétricas primárias e secundárias, de forma simultânea. A

abordagem proposta é destinada à minimização dos custos gerados pela instalação dos alimentadores primários e de circuitos secundários, manutenção das subestações, além dos custos das perdas de energia nos ramos dos circuitos.

Ganguly, Sahoo e Das (2009) empregaram o algoritmo de enxame de partículas (*Particle Swarm Optimization*, PSO) como ferramenta de otimização, além da técnica de aproximação de Pareto para a seleção dos condutores radiais. Empregou-se uma função multiobjetivo. A primeira função destina-se ao custo de investimento, enquanto a segunda aos custos operacionais. A metodologia foi validada através dos sistemas de distribuição de 21 e 100 nós, além de comparações com o algoritmo genético, no qual, foi possível notar resultados eficientes (menores valores de função objetivo) obtidos através do algoritmo PSO.

Zou et al. (2010) apresentaram o algoritmo PSO para alocação de unidades de GDs, originadas de recursos renováveis como alternativa para resolver os problemas do PESD. Uma função multiobjetivo foi empregada, sendo considerado os custos de investimentos, de energia, emissão para cada unidade de GDs, além dos custos operacionais. Os tipos de unidades (radiação solar, velocidade do vento, sistemas fotovoltaicos), local e capacidade das unidades de GD foram levados em consideração. Através dos sistemas testes foi possível notar melhorias técnicas e econômicas oferecidas na rede.

Ganguly, Sahoo e Das (2011) abordaram o algoritmo PSO considerando uma função multiobjetivo com a finalidade de automatizar a rede elétrica por meio da alocação de BCs shunt. A primeira função objetivo está relacionada com o custo de investimento, enquanto a segunda função objetivo representa o custo operacional. As otimizações simultâneas foram realizadas por meio da técnica de Pareto. Os autores empregaram uma comparação qualitativa dos resultados obtidos através do sistema teste de 54 nós, sendo possível analisar que a inclusão de BCs em uma rede de distribuição reduz as perdas de potência ativa e melhora o perfil de tensão.

Pozos et al. (2014) apresentaram um modelo de programação linear binário misto (PLBM) para resolver o problema do PESD. Neste modelo as alternativas propostas são: alocação e dimensionamento de subestações, seleção /recondutoramento de condutores, além de possíveis modificações na topologia dos sistemas testes. O horizonte de planejamento estipulado foi de 20 anos. A metodologia proposta foi implementada no AMPL e resolvida por meio do CPLEX. Os SDEE de 23 e 34 nós foram empregados para validar o modelo desenvolvido. Através da formulação empregada os autores garantiram a convergência para a otimalidade

da solução com um bom desempenho computacional.

Alotaibi e Salama (2014) apresentaram um modelo probabilístico para alocação de GD originada por meio de fontes renováveis (irradiação solar e velocidade do vento). Nesse trabalho o comportamento da velocidade do vento é modelado pela distribuição Weibull, enquanto a distribuição beta é usada para representar o comportamento da irradiação solar. O período de estudo analisado é de 1 ano. Os resultados indicam a validação da proposta, levando em consideração o custo das perdas de energia e a capacidade das GDs alocadas.

Gonçalves, Franco e Rider (2015) apresentou-se um modelo de PLIM para resolver o PESD, considerando um horizonte de planejamento de médio prazo. As alternativas empregadas nesse trabalho foram: recondutoramento de circuito existente, alocação de BCs, e de reguladores de tensão. Para validar a metodologia empregada o sistema de 54 e 201 nós foram empregados. Os resultados demonstraram minimização dos custos de investimentos e de operação.

Tabares et al. (2016) desenvolveram um modelo de PNLIM de longo prazo para a expansão das subestações, reforço de circuitos, alocação de BCs, reguladores de tensão e GDs. Nessa formulação foi considerada um conjunto de demandas. Para garantir a solução ótima foram empregadas técnicas de linearização e aproximação. Para validar a metodologia desenvolvida sistema teste de 24 nós foi utilizado. Os resultados demonstraram que a presença de diversas alternativas evita grandes investimentos desnecessários para resolver os problemas do PESD.

Franco, Rider e Romero (2016) desenvolveram um modelo de PLIM considerando diferentes estágios para a alternativa de planejamento que visa a expansão das subestações. Os autores consideraram a presença de demanda estocástica, e o emprego de simulações de Monte Carlo para garantir os limites de capacidade das subestações. O modelo é caracterizado através de uma formulação multi-objetivo, sendo empregada a frente de Pareto. Os diferentes estudos de caso analisados pelos autores demonstraram a eficiência computacional da formulação.

Jalali et al. (2016) empregaram a versão binária do algoritmo PSO para resolver os problemas do SDEE causados pelo aumento da demanda apresentada nos últimos tempos. Considerou-se uma função multiobjetivo, sendo as possíveis alternativas: dimensionamento de condutor, alocação de GD renovável e instalação de BCs. O horizonte de planejamento foi fixado em 10 anos. A metodologia foi validada através do sistema teste de 26 nós.

Pereira et al. (2016) empregaram o algoritmo de Busca Tabu (BT) para encon-

trar a localização de GD e BC, simultaneamente no SDEE. O modelo proposto considera GD de natureza despachada, originada de geradores síncronos, e estocásticas, representado por turbinas eólicas. Além disso, diferentes níveis de cargas foram empregados para tornar o modelo mais realista. O algoritmo genético de Chu-Beasley também foi utilizado para determinar o fluxo de potência ótimo, que é responsável por calcular o ponto de operação em regime permanente da rede elétrica, além de estipular a potência despachada do GD. A função objetivo formulada nesse trabalho visa minimizar os custos operacionais e de investimento. Os resultados ilustram a eficiência na instalação de GDs e BCs. Nota-se que GD estocástica gera benefícios econômicos e ambientais.

Dominguez et al. (2017) modelaram um problema de PNLIM considerando alocação de BCs, reguladores de tensão, substituição de condutores e dimensionamento/localização de unidades de GDs fotovoltaicos. Para contribuir com a eficiência computacional, um modelo PLIM foi desenvolvido. Para garantir a confiabilidade no fornecimento de energia o modelo que os autores desenvolveram apresentou uma relação com os aspectos ambientais para geração e aumento da demanda. A eficácia do modelo foi validada através do sistema de distribuição de 42 nós, no qual, apresentou uma redução dos custos operacionais, além do incremento nos níveis de tensão.

Dominguez, Kasmaei e Mantovani (2018) apresentaram um modelo PNLIM e posteriormente uma formulação linear baseada na instalação de GDs originados de fontes renováveis, substituição de condutores e presença de dispositivos de controle de tensão. Para validar a metodologia apresentada foram consideradas diferentes condições sazonais. O sistema de 135 nós foi testado. Dessa forma, para cada caso um conjunto de ações de planejamento que satisfazem critérios tecnológicos, econômicos e ambientais são implementados promovendo a máxima eficiência dos SDEE.

2.0.2 Alocação ótima da GD

Com o desenvolvimento econômico, industrial e social os sistemas de transmissão e distribuição sofrem alterações que exigem soluções inteligentes para otimizar a rede. Desta maneira, a localização ótima e o dimensionamento ideal da GD torna-se viável, uma vez que propicia redução das perdas de energia, pois insere potência nos pontos deficientes da rede, além de melhorar o perfil de tensão (ADEFARATI; BANSAL, 2016), (ZHU et al., 2006).

Wang e Nehrir (2004) apresentaram abordagens analíticas para determinar a

localização ideal do GD no SDEE. Os autores nesse trabalho não levam em consideração fatores econômicos e geográficos, empregam apenas fatores operacionais para a determinação da alocação do GD. Resultados obtidos com o sistema de 30 nós mostra a eficiência das analíticas na redução das perdas de energia.

Moradi e Abedinie (2010) empregaram o algoritmo genético híbrido (AGH) e o algoritmo PSO em combinação para o problema da localização ótima e dimensionamento do GD. O AGH foi utilizado para determinar a localização ideal do GD, enquanto que o algoritmo PSO foi empregado para dimensionar as unidades geradoras, por possuir como principal característica, a convergência rápida. Para validação da metodologia foi utilizado o sistema de 33 nós. Os resultados demonstraram a eficiência da combinação dos algoritmos, em relação a eficácia demonstrada por cada algoritmo de forma separada. Shivarudraswamy, Gaonkar e S. (2016) empregaram o AG com cargas variáveis no tempo para a instalação de geradores na rede.

Abu-Mouti e El-Hawary (2011) empregaram o algoritmo metaheurístico de colônia artificial de formigas (*artificial bee colony*, ABC) para determinar a localização, o fator de potência, e o tamanho ótimo do GD. O algoritmo ABC foi apresentado por Karaboga (2007), e está fundamentado na troca de informação sobre a qualidade das fontes de alimento entre três grupos distintos de abelhas. Os sistemas testes de 33 e 69 nós foram empregados para mostrar a eficácia da metodologia apresentada. Os resultados obtidos comprovam a eficiência do algoritmo empregado, uma vez que foi comparado os resultados com os de outros algoritmos disponibilizados na literatura, entre eles o PSO, e o AG.

Nabavi, Hajforoosh e Masoum (2011) aplicaram o algoritmo PSO para encontrar a localização e o dimensionamento ideal para o GD, a fim de auxiliar nos problemas do PESD. Para aumentar a eficiência da rede, os autores consideraram diferentes preços marginais referentes a localização do GD em uma determinada barra. Através deste algoritmo foi possível a minimização dos custos operacionais e de investimentos, além do incremento nos níveis de tensão. O sistema de 14 nós foi empregado para validar a metodologia desenvolvida, demonstrando que a alocação dos geradores é eficiente para a redução das perdas técnicas, auxiliando no aumento na confiabilidade do SDEE. Prakash e Lakshminarayana (2016) empregaram essa mesma técnica para encontrar o posicionamento e dimensionamento ótimo do GD. Dois tipos de geradores foram propostos para melhorar a eficiência operacional da rede. Os sistemas testes de 33 e 69 nós foram empregados para validar a metodologia. Os resultados demonstraram que a instalação do GD, denominada pelos autores como tipo dois (potência máxima=140W), apresentou

maior redução das perdas técnicas e incremento nas tensões finais.

Akorede et al. (2011) empregam o AG para resolver o problema de alocação de GDs. Uma função com multi-objetivos foi formulada com a finalidade de reduzir os custos operacionais e aumentar o lucro das empresas de distribuição de energia elétrica. Os sistemas testes de 6 e 30 nós foram empregados para validar a metodologia proposta, apresentando que a instalação coreta de unidades de GD oferece benefícios técnicos e econômicos para a dinâmica da rede elétrica.

Ameri et al. (2015) empregaram o AG para encontrar o tamanho ideal e localização de unidades de geradores. Os autores empregaram um modelo linear, e uma função objetivo formulada com a finalidade de minimizar as perdas de energia. O método de Newton Raphson foi utilizado para calcular o ponto de operação em regime permanente da rede. Os sistemas de 14, 30, e 57 nós foram utilizados para validar a metodologia. Os resultados demonstraram uma redução das perdas de aproximadamente 86% para alguns sistemas testes, comprovando assim a eficiência do método.

Vatani et al. (2016) empregaram a combinação do AG com processo analítico para alocação ótima de múltiplos GDs. O uso do AG está relacionado na localização das unidades de geradores, enquanto a abordagem analítica tem o objetivo de especificar a capacidade do GD. Os sistemas de 33 e 69 nós foram empregados para validar a metodologia. Os autores demonstraram a eficiência do método proposto por meio de comparações com as técnicas de melhoramento analítico, fator de sensibilidade as perdas, e fluxo de potência exaustivo. A combinação do AG com uma abordagem analítica oferece maior redução das perdas de potência em relação a estas técnicas citadas.

Ioane e Tîrnovan (2017) empregaram o AG para a disposição ideal de BCs no SDEE. Os autores empregaram uma função fitness com a finalidade de minimizar os custos operacionais. Na etapa de seleção empregou-se o método da roleta para a escolha dos melhores indivíduos. Diferentes cenários foram empregados para análise dos resultados, são eles: cenário 1: representação do estado inicial; cenário 2: alocação de BCs na estação 5 (região delimitada no sistema teste pelos autores); cenário 3: alocação de BCs na estação 7. A configuração final da rede apresentou melhoria de 12% em comparação com o estado inicial, considerando o cenário 3. No trabalho de Szultka e Makowski (2017) também foram obtidos bons resultados com o emprego do AG para o dimensionamento de BCs. Os autores empregaram uma função objetivo formulada através dos custos operacionais e dos custos de investimentos, além de uma função de penalização, associada as violações dos

níveis de tensão.

Majidi, Ozdemir e Ceylan (2017) empregaram o algoritmo que investiga o comportamento dos pássaros da espécie conhecida normalmente como “*cucos*” (*cuckoo search algorithm*, CSA), com a finalidade de reduzir as perdas de energia e melhorar o perfil de tensão, por meio da alocação e dimensionamento do GD. O CSA é um algoritmo metaheurístico apresentado por Yang e Deb (2009). Cargas sazonais foram consideradas pelos autores. Para validação da metodologia, o sistema teste de 12 nós foi utilizado, apresentando resultados satisfatórios com relação ao incremento das tensões e redução das perdas de potência.

Abdel-mawgoud et al. (2018) utilizaram o fator de sensibilidade às perdas e o algoritmo para atrair mariposas (*moth-flame optimization*, MFO) para determinar a localização e o tamanho ideal dos geradores renováveis. O algoritmo MFO foi desenvolvido por (MIRJALILI, 2015), sendo fundamentado na orientação dos insetos na natureza. O fator de sensibilidade foi empregado para determinar os nós candidatados à instalação de geradores baseado em energia solar e eólica, enquanto o algoritmo MFO foi utilizado para reconhecer o local e o tamanho ideal para instalação dos GDs. Para validação da metodologia, os resultados foram comparados com outros algoritmos retirados da literatura especializada, entre eles o o algoritmo de colônia artificial de abelhas, o genético e o de evolução diferencial. Desta forma, foi possível analisar que os resultados obtidos com o algoritmo fundamentado no comportamento dos insetos apresentam melhor resposta para a função objetivo, que está relacionada com o somatório dos custos operacionais e de investimentos.

2.0.3 Alocação Ótima de Capacitores no SDEE

No transporte e transformação da tensão na rede elétrica surgem as perdas técnicas que estão associadas ao somatório dos efeitos: Joule, Corona, e Magnético. Desta maneira, a instalação de capacitores na rede primária, possui a finalidade de compensar a potência reativa, em consequência reduzir as perdas de energia, incrementar os níveis de tensão, aumentar a capacidade das redes, controlar os fluxos de potência e corrigir o fator de potência (SALAS, 2010).

A correta escolha da localização, capacidade, e tipo (fixo e/ou chaveado) dos capacitores instalados na rede, torna-se primordial para auxiliar na solução dos problemas do PESD. Diversas técnicas foram propostas na literatura para solucionar o problema da alocação ótima de capacitores (LEVITIN et al., 2000), (CHIANG et al., 1990).

Huang, Yang e Huang (1996) resolvem o problema do posicionamento de capacitores através do algoritmo busca tabu (BT). A função objetivo formulada busca minimizar os custos de investimento e operacionais. Os autores compararam este algoritmo com a técnica simulated annealing, e encontraram soluções de boa qualidade, com tempo computacional baixo, o que demonstra a eficiência da técnica.

Chung e Shaoyun (1996) formularam o problema da alocação ótima de capacitores através de programação linear, enquanto que o dimensionamento de capacitores chaveados foi tratado através de variáveis contínuas. Os resultados obtidos por meio da metodologia proposta visa auxiliar o PESD demarcando a localização e o dimensionamento correto dos capacitores.

Com o objetivo de reduzir as perdas de energia, e empregar um custo de investimento mínimo, Baran e Wu (1989) consideraram nos problemas de alocação e dimensionamento de capacitores variações de carga para um determinado período de tempo T , além de dividir a metodologia em problema mestre e escravo. O primeiro é utilizado para determinar os nós candidatos a localização dos capacitores, enquanto o problema escravo determina o dimensionamento e o tipo do capacitor. Os resultados comprovam a eficiência da metodologia em relação aos objetivos iniciais do trabalho.

Huang (2000) empregaram o algoritmo imunológico (AI) para resolver o problema de alocação dos capacitores. Neste algoritmo a solução que garante a melhor qualidade é denominada de anticorpo. Além disso, para este trabalho foi formulada uma função objetivo, que minimiza os custos operacionais e as perdas de energia. Um conjunto de restrições, limite de tensão, e perfis de carga foram empregadas. A eficiência da metodologia proposta foi satisfatória comparado com outras técnicas disponibilizadas na literatura em relação a minimização da função objetivo, e tempo computacional.

Haghifam e Malik (2007) basearam-se no AG e em uma nova codificação para resolver o problema da alocação de capacitor em SDEE com cargas variáveis. Com alocação de capacitores fixos e chaveados foi possível reduzir as perdas de energia e gerar benefícios econômicos nos sistemas testes de 37 e 69 nós, bem como em um sistema real.

Fonseca et al. (2009) utilizaram o AG para determinar o posicionamento e a dimensão dos BCs nas redes de distribuição de energia. Três diferentes funções foram desenvolvidas para caracterizar a alocação de capacitores. A primeira função foi formulada visando reduzir as perdas de energia. A segunda, busca diminuir

o desvio de tensão. Por último, a terceira função minimiza os custos de investimento. Para este trabalho, os autores empregaram pesos iguais de importância para todos os objetivos. A metodologia mostrou-se eficiente na redução das perdas de potência, e no desvio de tensão.

El-fergany (2013) utilizou a evolução diferencial para resolver o problema do tamanho ideal dos capacitores shunt. Os índices de perda de potência e fatores de sensibilidade de perdas foram empregados para localizar os nós com grandes potencial para alocação do capacitor. A função objetivo formulada busca minimizar os custos operacionais de investimento. Os resultados obtidos com testes realizados nos sistemas de 34 e 69 nós demonstram a redução das perdas de energia, melhoramento dos níveis de tensão, e minimização dos custos de investimento.

El-Fergany e Abdelaziz (2014) basearam em um processo heurístico para alocar capacitores fixos ao longo da rede elétrica. Os índices de perda de potência e de estabilidade de tensão indicam os nós candidatos a instalação de capacitores, enquanto o algoritmo PSO seleciona o local e o tamanho ideal os BCs. A metodologia proposta foi aplicada no sistema de 34 nós e favoreceu maior redução das perdas, e melhoramento nos níveis de tensão, comparado com o AG e o algoritmo evolucionário. Em outro trabalho, El-fergany e Abdelaziz (2014) utilizaram o algoritmo CSA para encontrar o tamanho ideal dos capacitores (fixos e/ou chaveados), e determinar a melhor localização para os capacitores shunt estáticos, considerando diferentes cargas. Inicialmente, os autores empregaram o uso do índice de perdas de potência para localizar a barra ideal para alocação de capacitores. No entanto, este método não mostrou eficácia, uma vez que não indica o posicionamento adequado das barras. Desta forma, o algoritmo metaheurístico CSA sustenta a decisão final. Os resultados demonstraram redução das perdas de energia, incremento dos níveis de energia, e convergência estável. Apesar disso, o tempo computacional apresentado pelo algoritmo CSA foi alto, comparado com outras metaheurísticas presentes na literatura.

Kaur et al. (2015) discutiram diferentes técnicas que são utilizadas para o posicionamento ótimo do capacitor na rede de distribuição. Os autores apresentaram as principais características dos métodos heurísticos, e dos métodos baseados em inteligência artificial (AG, rede neural artificial, Simulated Annealing, PSO, entre outros). Desta forma, as conclusões foram que os métodos de inteligência artificial são capazes de gerarem melhores resultados com números restritos de variáveis, além de serem considerados métodos rápidos, comparados com as técnicas clássicas.

Suyono, Hasanah e Astuti (2016) empregaram o algoritmo ABC para encontrar a capacidade e a localização ideal de bancos de capacitores, e outros dispositivos, com a finalidade de melhorar o desempenho da rede elétrica. Para validação da metodologia, o sistema IEEE de 30 nós foi testado. Os resultados demonstraram os níveis de tensão dentro do limite estipulado pelos órgãos reguladores $[0,95;1,05]$, além da redução das perdas de energia ativa e reativa.

Lotfi, Samadi e Dadpour (2016) utilizaram a combinação do algoritmo PSO e do algoritmo baseado na mimética da população de sapos, denominado *shuffled frog-leaping algorithm* (SFLA) para localizar o posicionamento ideal dos capacitores no SDEE. O sistema de 34 nós foi empregado para validar a metodologia apresentada. A combinação destes algoritmos ocasionaram melhores resultados com relação a convergência da solução ideal. As principais vantagens apresentadas pelos autores foram o incremento dos níveis de energia, custo total mínimo, e redução das perdas de energia.

Tolba et al. (2017) empregaram o fator de sensibilidade das perdas para determinar o espaço de busca dos nós candidatos para a instalação de BCs. Em um segundo momento, os autores empregaram a combinação do algoritmo PSO com o algoritmo Quasi-Newton (QN), além de uma segunda combinação entre o PSO e o algoritmo de pesquisa gravitacional (Gravitational Search Algorithm-GSA) com o objetivo de obter o dimensionamento ideal dos capacitores nos nós em que foram alocados. A segunda combinação mostrou-se mais eficiente para o melhoramento dos níveis de tensão, redução das perdas de potência, e minimização dos custos de investimento.

Ayoubi, Hooshmand e Esfahani (2017) empregam o índice de ressonância através da técnica enxame de partículas múltiplas para localizar os nós candidatos a instalação de capacitores no SDEE. Em uma segunda etapa, os autores utilizam uma função de adequação para determinar o tamanho e a localização dos capacitores. A eficiência da metodologia proposta é apresentada com os resultados obtidos do sistema de 18 e 69 nós, em comparação com as outras técnicas disponibilizadas na literatura.

Filho (2018) empregou o algoritmo de otimização baseado na trajetória do PSO por meio de teorias quânticas (*Quantum-Behaved Particle Swarm Optimization*, QBPS) para alocação e dimensionamento dos condutores no SDEE. Formulou-se uma função objetivo baseada no custo anual das perdas de energia e nos custos de instalação dos capacitores. Os sistemas de 33 e 69 nós foram utilizados para validar a metodologia. Os resultados obtidos com o algoritmo QBPS

foram comparados com os dados originados do algoritmo PSO. Parâmetros como: eficiência computacional, estabilidade da tensão, redução das perdas de potência ativa e dos custos mostraram a eficácia do algoritmo QBPS.

2.0.3.1 Recondutoramento e Seleção de Condutores no SDEE

A metodologia do recondutoramento e seleção de condutores é uma das alternativas usadas pelas concessionárias para melhorar a operação do SDEE. Desta forma, a correta seleção de condutores é um dos aspectos importantes a ser considerados, uma vez que os condutores elétricos contribuem com as perdas técnicas (ANDERS et al., 1993). A técnica do recondutoramento depende do custo de investimento do condutor inicial e do condutor que irá substituí-lo, além disso para esta técnica cada tipo de condutor apresenta as seguintes características: 1) resistência por comprimento, 2) reatância por comprimento, 3) capacidade máxima de corrente e 4) custo de instalação.

Na literatura especializada é possível encontrar uma ampla bibliografia referente a seleção de condutores, com diferentes abordagens. No trabalho de Mendoza et al. (2006) uma técnica evolutiva para seleção ideal dos condutores foi apresentada, por meio do desenvolvimento de uma função objetivo representada pelos custos de construção das linhas.

Islam e Ghani (1999) desenvolveram um novo algoritmo para seleção do tipo e tamanho do condutor ideal para cada condutor. Esta ferramenta foi desenvolvida através de restrições operacionais, como limites de tensão e corrente, e caso um condutor selecionado não satisfaça as restrições definidas, o programa será executado novamente. Os resultados demonstraram a eficiência da ferramenta proposta em relação aos níveis de tensão e corrente dentro dos limites exigidos.

Ranjan et al. (2003) empregaram um método de programação evolutiva para o problema da seleção ideal do tamanho do condutor. Como exemplo, um sistema de 16 nós foi empregado para validar a metodologia proposta, oferecendo vantagens operacionais (redução das perdas, níveis de tensão dentro dos limites permitidos, e respeitando as capacidades térmicas dos condutores selecionados) e econômicas.

Kaur e Sharma (2008) empregaram critérios econômicos como: custo de energia, e preço dos alimentadores para o problema do dimensionamento ótimo de condutores no PESD. Os autores abordaram este problema em duas etapas. Na primeira etapa são selecionados várias opções de condutores para cada segmento de linha de acordo com os critérios econômicos, logo para determinar o melhor

alimentador os autores desenvolveram um método de enumeração parcial. Os resultados demonstraram a eficiência da metodologia em relação ao AG para a redução dos custos anuais e tempo computacional baixo.

Vahid et al. (2009) empregaram o AG na escolha dos condutores para a rede de distribuição. A metodologia proposta foi testada para o sistema de 27 nós, sendo disponibilizados cinco tipos de condutores para a seleção com suas respectivas características elétricas: resistência (Ω/km), reatância (Ω/km), capacidade de corrente (A) e custo de aquisição ($\$/\text{km}$). Os resultados demonstraram redução das perdas de potência para a configuração final de condutores proposta pelo AG.

Franco, Restrepo e Tabares (2006) empregaram o algoritmo *Simulated Annealing* para alteração dos condutores no SDEE. Inicialmente a seleção dos condutores foi realizada levando em consideração os critérios econômicos e técnicos. Uma nova configuração de condutores foi apresentada pelo algoritmo empregado pelos autores. Esta configuração mostrou-se eficaz, pois resultou na redução das perdas técnicas e dos custos de investimentos. A metodologia foi validada para o sistema de 23 nós.

Bakkabulindi et al. (2013) apresentaram um modelo de PNLIM para a seleção ótima dos condutores na rede elétrica. Esta formulação possui como objetivo a redução dos custos operacionais, que estão relacionados com o fluxo de potência e com o crescimento das cargas, além dos custos de investimentos.

Franco et al. (2013) apresentaram um modelo de PLIM para o problema da seleção e reforço de condutores nos alimentadores primários, considerando três níveis de cargas. O uso do modelo linear está relacionado ao uso de *solvers* comerciais, uma vez que são capazes de garantir a solução ótima. Os autores empregaram a aproximação da frente de Pareto, uma vez que foram considerados duas funções objetivo. A primeira função está relacionada com os custos de investimentos advindos da modificação dos condutores, enquanto que a segunda função está relacionada com os custos operacionais. Sistemas testes de 50, 200 e 600 nós foram utilizados para validar a metodologia. Os resultados demonstraram redução das perdas de energia e incremento dos perfis de tensão.

Manikandan et al. (2016) empregaram o algoritmo baseado em otimização de enxame de partículas discretas (*discrete particle swarm optimization*, DPSO) para selecionar condutores no SDEE. Uma função objetivo capaz de selecionar o tamanho ótimo dos condutores para cada segmento de linha do sistema foi formulada, a fim de minimizar os custos de capital dos condutores e o custo das perdas de energia. A metodologia foi validada para os sistemas de 26 e 32 nós.

Os autores compararam os resultados do algoritmo proposto no trabalho com o AG. Os resultados demonstraram que o algoritmo DPSO foi mais eficaz para o problema da seleção de condutores.

Joshi, Burada e Mistry (2017) utilizaram um algoritmo simples que é fundamentado na modelagem de uma função objetivo para a seleção de condutores no SDEE. Esta função objetivo é representada pelo custo de investimento de cada tipo de condutores pelos custos operacionais, originados das perdas de potência. O algoritmo desenvolvido pelos autores localiza o tipo de condutor para cada linha do sistema que é capaz de proporcionar o valor mínimo para a função objetivo. O fluxo de potência baseado no método de varredura foi empregado para calcular o estado de operação da rede. Para validação da metodologia, o sistema de 54 nós foi utilizado. Os resultados demonstraram redução das perdas de potência e do custo total.

Silva e Pareja (2018) empregaram um modelo de PNLIM para a seleção e recondução de condutores, resolvido através do Algoritmo Genético Melhorado (AGM), baseado no algoritmo de Chu-Beasley (CHU; BEASLEY, 1997). O AGM foi empregado com a finalidade de incrementar os níveis de tensão, e minimizar os custos operacionais. Uma função “fitness” foi formulada através dos custos de investimentos dos condutores, e dos custos das perdas dos sistemas elétricos. Os autores inseriram uma penalização para a função objetivo, caso as restrições de tensão e corrente fossem desrespeitadas. Através dos resultados obtidos, é possível concluir que a metodologia metaheurística apresentou redução das perdas técnicas, minimização do custo total, e melhoramento dos níveis de tensão para sistemas de 34 e 70 nós.

2.0.4 Comentários Finais do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados diferentes trabalhos fundamentados em metodologias heurísticas, metaheurísticas e técnicas de otimização clássicas para solucionar os problemas do PESD. Nestes trabalhos é possível encontrar diversas alternativas empregadas para reduzir as perdas de energia, manter os níveis de tensão dentro dos limites estipulados pelos órgãos reguladores, mantendo a qualidade e a confiabilidade no fornecimento de energia.

Com o estado da arte também foram apresentadas as principais características do GD, como: definição, tecnologias de geração de energia, vantagens e desvantagens da alocação dos geradores, além da distribuição da oferta interna de energia no Brasil. A instalação de BCs nos SDEE foi fundamentada de acordo com os

principais benefícios produzidos na rede através da alocação destes equipamentos. Para a seleção dos condutores e recondutoramento foram apresentadas diferentes metodologias.

Desta forma, a revisão bibliográfica mostrou uma tendência no emprego dos métodos aproximados, como heurísticos e metaheurísticos para resolver os problemas de otimização do SDEE. No entanto, estes métodos fornecem apenas uma solução satisfatória para o problema, e não necessariamente a solução ótima. Ao contrário das técnicas de otimização clássicas que garantem a solução global de um conjunto convexo de solução.

Portanto, esta dissertação de mestrado aborda o problema do planejamento do sistema de distribuição considerando as estratégias de alocação e instalação de GDs, BCs, bem como recondutoramento e seleção de condutores, resolvidas através de técnicas clássicas de otimização, capazes de garantir a convergência para a solução ótima global.

No próximo capítulo será apresentado o modelo matemático não linear e o seu equivalente com a finalidade de determinar o ponto de operação em regime permanente do SDEE.

3 Formulação “Branch Flow” para o Fluxo de Potência no SDEE

Neste capítulo é apresentado um modelo matemático não linear e o seu equivalente para determinar o ponto de operação em regime permanente do SDEE. O equivalente linearizado foi implementado considerando um conjunto de expressões lineares visando determinar o fluxo de potência (FP). Os sistemas testes de distribuição de 34, 70, e 202 nós foram empregados para validar os modelos propostos referentes ao cálculo do ponto de operação em regime permanente.

3.0.1 Determinação do Estado de Operação em Regime Permanente de um SDEE

O FP determina o estado de operação em regime permanente de um SDEE (MONTICELLI, 1983). Normalmente, a formulação básica do problema de fluxo de potência baseia-se em conjuntos de equações e inequações não-lineares que correspondem as leis de Kirchhoff (MONTICELLI, 1983). A primeira lei de Kirchhoff consiste no cálculo da potência líquida injetada em cada nó do sistema que deve ser equivalente a soma das potências que deixam este nó. A segunda lei de Kirchhoff afirma que a soma das tensões em uma malha fechada deve ser nula.

Segundo Gonçalves (2013), o objetivo do FP é obter as magnitudes das tensões, correntes, potência ativa, reativa, perdas de potência ativa, reativa, entre outras. Os resultados fornecidos pelo FP permitem de propor modificações na rede elétrica, a fim de garantir que o PESD opere de forma eficiente.

O FP pode ser formulado como um problema de otimização matemática não linear que visa minimizar as perdas de potência da rede elétrica. Na literatura especializada é possível encontrar diversos métodos para resolver o conjunto de equações não lineares destinadas ao cálculo do FP, como: o método de Gauss-Saidel, método iterativo de Newton-Raphson e suas demais versões desacopladas (MONTICELLI, 1983), e o método de varredura desenvolvido por Cheng e Shirmohammadi (1995). O problema do FP pode ser linearizado e resolvido por meio de *solvers* comerciais, como o CPLEX.

Para os SDEE duas características devem ser consideradas:

1. A configuração radial em que opera, mesmo sendo apresentada por uma estrutura malhada;
2. A uma relação variável entre resistência R e reatância X por comprimento para cada circuito de um determinado sistema teste.

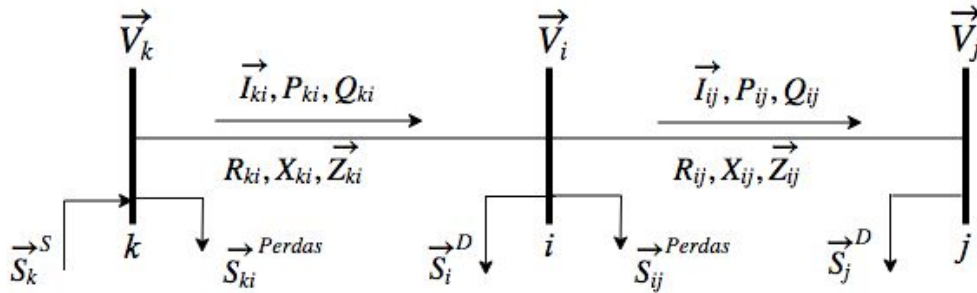
3.0.2 Modelagem Básica do Fluxo de Potência

Segundo Gonçalves (2013) na determinação do ponto de operação em regime permanente duas hipóteses devem ser consideradas para um SDEE mostrado na Figura 3.1:

1. O sistema elétrico deve ser balanceado e representado mediante o seu equivalente monofásico.
2. As demandas em cada nó do sistema devem ser consideradas como potências ativas e reativas constantes.

A Figura 3.1 representa o diagrama do FP nos ramos de um SDEE.

Figura 3.1: Diagrama representativo do modelo de fluxo de potência.



Fonte: Autoria própria.

A descrição de cada parâmetro e/ou variáveis da Figura 3.1 é apresentada a seguir:

- \vec{S}_k^S : injeção de potência ($P_k^S + jQ_k^S$) no nó de geração k (kVA).
- \vec{S}_i^D : absorção de potência ($P_i^D + jQ_i^D$) no nó de geração i (kVA).
- \vec{S}_j^D : absorção de potência ($P_j^D + jQ_j^D$) no nó de geração j (kVA).

- \vec{S}_{ij}^{Perdas} : perdas $(R_{ij} \cdot \vec{I}_{ij}^2 + jX_{ij} \cdot \vec{I}_{ij}^2)$ no ramo ij (kVA).
- \vec{V}_i : fasor de tensão no nó i .
- \vec{I}_{ij} : fluxo de corrente no ramo ij .

Com o auxílio da Figura 3.1, é possível representar a queda de tensão no ramo ij :

$$\vec{V}_i - \vec{V}_j = \vec{I}_{ij} \cdot \vec{Z}_{ij} = \vec{I}_{ij} \cdot (R_{ij} + jX_{ij}); \forall ij \in \Omega_l \quad (3.1)$$

A corrente \vec{I}_{ij} pode ser calculada por meio da equação (3.2):

$$\vec{S}_{ij} = \vec{V}_j \cdot \vec{I}_{ij}^* \quad (3.2)$$

Substituindo a equação (3.2) em (3.1) obtêm-se a equação (3.3):

$$(\vec{V}_i - \vec{V}_j) \cdot \vec{V}_j^* = (P_{ij} - jQ_{ij}) \cdot (R_{ij} + jX_{ij}) \quad (3.3)$$

Considerando:

$$\vec{V}_j \cdot \vec{V}_j^* = V_j^2 \quad (3.4)$$

$$\vec{V}_i = V_i(\cos \theta_i + j \sin \theta_i) \quad (3.5)$$

$$\vec{V}_j = V_j(\cos \theta_j + j \sin \theta_j) \quad (3.6)$$

Sendo θ_i e θ_j ângulos da tensão de fase V_i , V_j , respectivamente. Dessa forma, a equação (3.3) pode ser escrita como:

$$V_i \cdot V_j(\cos \theta_{ij} + j \sin \theta_{ij}) - V_j^2 = (P_{ij} - jQ_{ij}) \cdot (R_{ij} + jX_{ij}); \forall ij \in \Omega_l \quad (3.7)$$

Identificando a parte real e a parte imaginária têm-se:

$$V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij} = V_j^2 + (R_{ij} \cdot P_{ij} + X_{ij} \cdot Q_{ij}); \forall ij \in \Omega_l \quad (3.8)$$

$$V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ij} = X_{ij} \cdot P_{ij} - R_{ij} \cdot Q_{ij}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.9)$$

Somando os quadrados de (3.8) e (3.9) é possível obter:

$$V_i^2 - 2 \cdot (R_{ij} \cdot P_{ij} + X_{ij} \cdot Q_{ij}) - Z_{ij}^2 \cdot I_{ij}^2 - V_j^2 = 0; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.10)$$

A magnitude do fluxo de corrente pode ser expressa como:

$$I_{ij}^2 = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_j^2}; \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (3.11)$$

As equações do balanço de potência ativa e reativa da barra i da Figura 3.1, são mostradas respectivamente nas equações (3.12) e (3.13).

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (P_{ij} + R_{ij} \cdot I_{ij}^2) + P_i^S = P_i^D; \forall i \in \Omega_b \quad (3.12)$$

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (Q_{ij} + X_{ij} \cdot I_{ij}^2) + Q_i^S = Q_i^D; \forall i \in \Omega_b \quad (3.13)$$

Dessa forma, o conjunto de equações não-lineares que representam o ponto de operação do regime permanente é representado pelas equações (3.10)-(3.13).

Neste trabalho, o fluxo de potência foi modelado como um problema de programação não linear, sendo a função representa o custo anual das perdas de energia. Como as magnitudes de corrente I_{ij} e de tensão V_j , se apresentam apenas na forma quadrática I_{ij}^2 e V_j^2 , torna-se possível fazer uma mudança de variáveis como mostrado abaixo:

$$I_{ij}^{sqr} = I_{ij}^2$$

$$V_j^{sqr} = V_j^2$$

3.0.3 Formulação Não Linear para o Problema do FP

O problema do FP pode ser representado por um problema de programação não linear apresentado em (3.14)-(3.20).

$$\text{Min } v = \delta \cdot ce \cdot \sum_{\forall ij \in \Omega_l} R_{ij} I_{ij}^{sqr} \quad (3.14)$$

sujeito a:

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (P_{ij} + R_{ij} \cdot I_{ij}^{sqr}) + P_i^S = P_i^D; \forall i \in \Omega_b \quad (3.15)$$

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (Q_{ij} + X_{ij} \cdot I_{ij}^{sqr}) + Q_i^S = Q_i^D; \forall i \in \Omega_b \quad (3.16)$$

$$V_i^{sqr} - 2 \cdot (R_{ij} \cdot P_{ij} + X_{ij} \cdot Q_{ij}) - Z_{ij}^2 \cdot I_{ij}^{sqr} - V_j^{sqr} = 0; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.17)$$

$$I_{ij}^{sqr} \cdot V_j^{sqr} = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.18)$$

$$\underline{I}_{ij}^2 \leq I_{ij}^{sqr} \leq \bar{I}_{ij}^2; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.19)$$

$$\underline{V}_i^2 \leq V_i^{sqr} \leq \bar{V}_i^2; \forall i \in \Omega_b \quad (3.20)$$

Para o problema do fluxo de potência a função objetivo possui a finalidade de minimizar v , que é o custo referente as perdas de energia em cada ramo do sistema radial. A restrição (3.15) representa o balanço de potência ativa no nó i . δ representa a quantidade de hora para um ano (8760). ce tem valor de 0,06\$/kWh, referente ao custo de energia. A restrição (3.16) representa o balanço de potência reativa no nó i . A restrição (3.17) representa a queda de tensão no ramo ij . A restrição (3.18) representa a magnitude da corrente no ramo ij . As restrições (3.19) e (3.20) representam as restrições dos limites de corrente e tensão, respectivamente. V_i^{sqr} e I_{ij}^{sqr} são as variáveis que representam o quadrado da magnitude de tensão no nó i , e o quadrado da magnitude do fluxo de corrente no ramo ij , respectivamente, sendo empregadas para substituir as equações V_i^2 e I_{ij}^2 nas restrições (3.10)-(3.13).

3.0.4 Formulação Não Linear Considerando Períodos de Demanda para o Problema do FP

O modelo matemático de PNLIM considerando períodos será empregado na formulação proposta por este trabalho para resolver os problemas do PESD. Neste trabalho será empregado um conjunto de três períodos, sendo que cada período corresponde a um ano (8760 horas). Desta forma, a formulação não linear considerando período para o problema do FP, é descrita pelas equações (3.21)-(3.27):

$$\text{Min } v = \delta \cdot ce \cdot \sum_{T \in \Omega_T} \sum_{ij \in \Omega_l} R_{ij} I_{T,ij}^{sqr} \quad (3.21)$$

sujeito a:

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{T,ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (P_{T,ij} + R_{ij} \cdot I_{T,ij}^{sqr}) + P_{T,i}^S = P_{T,i}^D; \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b \quad (3.22)$$

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{T,ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (Q_{T,ij} + X_{ij} \cdot I_{T,ij}^{sqr}) + Q_{T,i}^S = Q_{T,i}^D; \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b \quad (3.23)$$

$$V_{T,i}^{sqr} - 2 \cdot (R_{ij} \cdot P_{T,ij} + X_{ij} \cdot Q_{T,ij}) - Z_{ij}^2 \cdot I_{T,ij}^{sqr} - V_{T,j}^{sqr} = 0; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.24)$$

$$I_{ij}^{T,sqr} \cdot V_{T,j}^{sqr} = P_{T,ij}^2 + Q_{T,ij}^2; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.25)$$

$$0 \leq I_{T,ij}^{sqr} \leq \bar{I}^2; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.26)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{T,i}^{sqr} \leq \bar{V}^2; \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b \quad (3.27)$$

A função objetivo referente ao fluxo de potência visa minimizar o custo referentes as perdas de potência ativa para cada período T em cada ramo ij do sistema radial. A restrição (3.22) representa o balanço de potência ativa para cada período T em cada nó i . A restrição (3.23) representa o balanço de potência reativa para cada período T em cada nó i . A equação (3.24) representam a queda de tensão para cada período T nos ramos ij . A equação (3.25) representa a magnitude do fluxo de corrente para cada período T no ramo ij . As restrições (3.26) e (3.27) representam as restrições dos limites de corrente e tensão, respectivamente.

3.0.5 Linearização

O modelo proposto para analisar o fluxo de potência nos SDEE apresenta restrição não linear, como em (3.18), que apresenta o quadrado de uma variável contínua. O conjunto de técnicas de linearização utilizadas nesta dissertação foi baseado em Franco, Rider e Romero (2016), Franco et al. (2013), Tabares et al. (2016), Cerna et al. (2017).

3.0.6 Linearização de $V_j^{sqr} I_{ij}^{sqr}$

O produto $V_j^{sqr} I_{ij}^{sqr}$ será realizado utilizando o quadrado da tensão como constante, como segue:

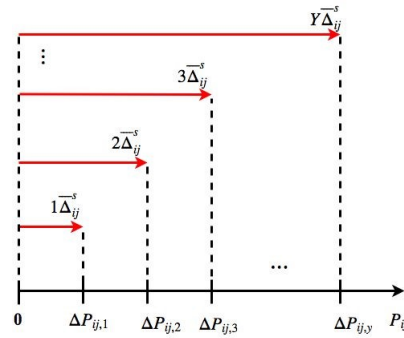
$$V_j^{sqr} I_{ij}^{sqr} \approx V_j^{nom} I_{ij}^{sqr} \quad (3.28)$$

3.0.7 Linearização de $P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$

A linearização descrita por (3.29)-(3.34) está baseada em Tabares et al. (2016) e tem como principal finalidade explicar o processo de discretização do quadrado das variáveis contínuas.

A discretização do quadrado da variável contínua não negativa P_{ij} , deve ser realizada a partir de Y elementos discretos. Pela Figura 3.2, é possível verificar que Δ_{ij}^s representa o máximo valor do elemento discreto $\Delta P_{ij,y}$, esta relação é representada pela equação (3.32).

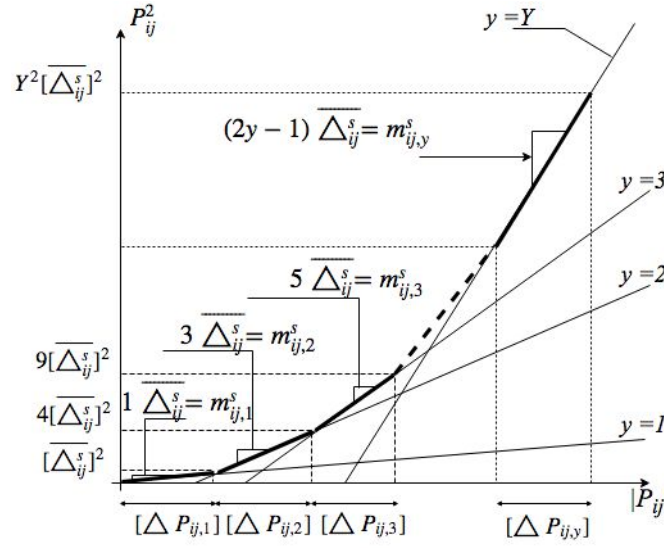
Figura 3.2: Discretização do quadrado da variável contínua não negativa P_{ij} por Y elementos discretos.



Fonte: Autoria própria.

Dessa forma, a linearização do quadrado da variável P é representada pela Figura 3.3, com Y elementos discretos.

Através da representação da Figura 3.3, $m_{ij,y}^s$ representa o quadrado da variável P , representado pelo somatório da equação (3.29). Nas equações (3.30) e (3.31), P_{ij}^+ e P_{ij}^- são as variáveis auxiliares não negativas que representam P .

Figura 3.3: Ilustração da linearização por partes de P_{ij}^2 .

Fonte: Autoria própria.

O membro direito de (3.18) é linearizado como definido pelas equações (3.29) e (3.35).

$$P_{ij}^2 \approx \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta P_{ij,y}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.29)$$

$$P_{ij}^+ - P_{ij}^- = P_{ij}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.30)$$

$$P_{ij}^+ - P_{ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta P_{ij,y}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.31)$$

$$0 \leq \Delta P_{ij,y} \leq \Delta_{ij}^s; \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (3.32)$$

$$0 \leq P_{ij}^+; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.33)$$

$$0 \leq P_{ij}^-; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.34)$$

Da mesma maneira, ocorre a linearização para $Q_{T,ij}$.

$$Q_{ij}^2 \approx \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta Q_{ij,y}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.35)$$

$$Q_{ij}^+ - Q_{ij}^- = Q_{ij}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.36)$$

$$Q_{ij}^+ - Q_{ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta Q_{ij,y}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.37)$$

$$0 \leq \Delta Q_{ij,y} \leq \Delta_{ij}^s; \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (3.38)$$

$$0 \leq Q_{ij}^+; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.39)$$

$$0 \leq Q_{ij}^-; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.40)$$

Sendo a inclinação também representada por:

$$m_{ij,y}^s = (2y - 1) \bar{\Delta}_{ij}^s; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (3.41)$$

$$\Delta_{ij}^s = \frac{P}{Y} \quad (3.42)$$

Por fim, a restrição (3.18) do modelo proposto pode ser substituída pelo conjunto de equações abaixo:

$$V_{nom}^2 \cdot I_{ij}^{sqr} = \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta P_{ij,y} + \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta Q_{ij,y}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.43)$$

$$P_{ij}^+ - P_{ij}^- = P_{ij}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.44)$$

$$Q_{ij}^+ - Q_{ij}^- = Q_{ij}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.45)$$

$$P_{ij}^+ + P_{ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta P_{ij,y}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.46)$$

$$Q_{ij}^+ + Q_{ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta Q_{ij,y}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.47)$$

$$0 \leq \Delta P_{ij,y} \leq \Delta_{ij}^s; \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (3.48)$$

$$0 \leq \Delta Q_{ij,y} \leq \Delta_{ij}^s; \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (3.49)$$

$$0 \leq P_{ij}^+; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.50)$$

$$0 \leq P_{ij}^-; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.51)$$

$$0 \leq Q_{ij}^+; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.52)$$

$$0 \leq Q_{ij}^-; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.53)$$

3.0.8 Formulação Linear Inteira Mista para a Modelagem do Fluxo de Potência

A modelagem matemática linear inteira mista para o fluxo de potência é descrita abaixo:

$$\text{Min } v = \delta \cdot ce \cdot \sum_{\forall ij \in \Omega_l} R_{ij} I_{ij}^{sqr} \quad (3.54)$$

sujeito a:

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (P_{ij} + R_{ij} \cdot I_{ij}^{sqr}) + P_i^S = P_i^D; \forall i \in \Omega_b \quad (3.55)$$

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (Q_{ij} + X_{ij} \cdot I_{ij}^{sqr}) + Q_i^S = Q_i^D; \forall i \in \Omega_b \quad (3.56)$$

$$V_i^{sqr} - 2 \cdot (R_{ij} \cdot P_{ij} + X_{ij} \cdot Q_{ij}) - Z_{ij}^2 \cdot I_{ij}^{sqr} - V_j^{sqr} = 0; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.57)$$

$$V_{nom}^2 \cdot I_{ij}^{sqr} = \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta P_{ij,y} + \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta Q_{ij,y}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.58)$$

$$\underline{V}_i^2 \leq V_i^{sqr} \leq \bar{V}_i^2; \forall i \in \Omega_b \quad (3.59)$$

$$\underline{I}_{ij}^2 \leq I_{ij}^{sqr} \leq \bar{I}_{ij}^2; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.60)$$

$$P_{ij}^+ - P_{ij}^- = P_{ij}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.61)$$

$$Q_{ij}^+ - Q_{ij}^- = Q_{ij}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.62)$$

$$P_{ij}^+ + P_{ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta P_{T,ij,y}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.63)$$

$$Q_{ij}^+ + Q_{ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta Q_{ij,y}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.64)$$

$$0 \leq \Delta P_{ij,y} \leq \Delta_{ij}^S; \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (3.65)$$

$$0 \leq \Delta Q_{ij,y} \leq \Delta_{ij}^S; \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (3.66)$$

$$0 \leq P_{ij}^+; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.67)$$

$$0 \leq P_{ij}^-; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.68)$$

$$0 \leq Q_{ij}^+; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.69)$$

$$0 \leq Q_{ij}^-; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.70)$$

3.0.9 Formulação Linear Inteira Mista para a Modelagem do Fluxo de Potência Considerando Períodos

A modelagem matemática linear inteira mista para o fluxo de potência considerando períodos é descrita abaixo:

$$\text{Min } v = \delta \cdot ce_T \cdot \sum_{\forall T \in \Omega_T} \sum_{\forall ij \in \Omega_l} R_{ij} I_{T,ij}^{sqr} \quad (3.71)$$

sujeito a:

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{T,ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (P_{T,ij} + R_{ij} \cdot I_{T,ij}^{sqr}) + P_{T,i}^S = P_{T,i}^D; \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b \quad (3.72)$$

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{T,ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (Q_{T,ij} + X_{ij} \cdot I_{T,ij}^{sqr}) + Q_{T,i}^S = Q_{T,i}^D; \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b \quad (3.73)$$

$$V_{T,i}^{sqr} - 2 \cdot (R_{ij} \cdot P_{T,ij} + X_{ij} \cdot Q_{T,ij}) - Z_{ij}^2 \cdot I_{T,ij}^{sqr} - V_{T,j}^{sqr} = 0; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.74)$$

$$V_{nom}^2 \cdot I_{T,ij}^{sqr} = \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta P_{T,ij,y} + \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta Q_{T,ij,y}; \forall ij \in \Omega_l \quad (3.75)$$

$$\underline{V}_i^2 \leq V_{T,i}^{sqr} \leq \bar{V}_i^2; \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b \quad (3.76)$$

$$\underline{I}_{ij}^2 \leq I_{T,ij}^{sqr} \leq \bar{I}_{ij}^2; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.77)$$

$$P_{T,ij}^+ - P_{T,ij}^- = P_{T,ij}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.78)$$

$$Q_{T,ij}^+ - Q_{T,ij}^- = Q_{T,ij}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.79)$$

$$P_{T,ij}^+ + P_{T,ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta P_{T,ij,y}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.80)$$

$$Q_{T,ij}^+ + Q_{T,ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta Q_{T,ij,y}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.81)$$

$$0 \leq \Delta P_{T,ij,y} \leq \Delta_{ij}^S; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (3.82)$$

$$0 \leq \Delta Q_{T,ij,y} \leq \Delta_{ij}^S; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (3.83)$$

$$0 \leq P_{T,ij}^+; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.84)$$

$$0 \leq P_{T,ij}^-; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.85)$$

$$0 \leq Q_{T,ij}^+; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.86)$$

$$0 \leq Q_{T,ij}^-; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.87)$$

3.0.10 Testes e Resultados

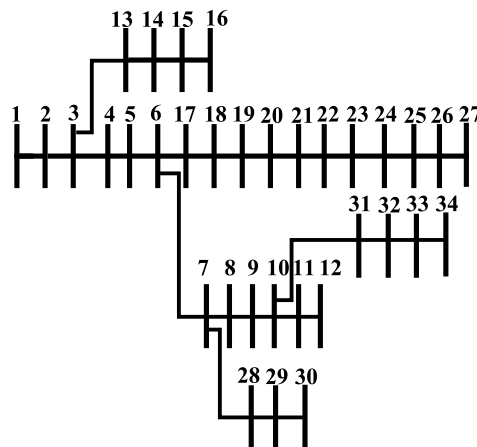
Nesta seção os sistemas testes de 33 (CARVALHO, 2006), 70 (BARAN; WU, 1989), e 202 nós (PEREIRA, 2009) são empregados para demonstrar a precisão dos modelos matemáticos referente ao cálculo do regime permanente do SDEE. O modelo de programação não linear (PNL) e o modelo de programação linear (PL) foram implementados na linguagem de programação AMPL (FOURER; KERNIGHAN, 2003). O modelo não linear foi resolvido através do *solver* comercial KNITRO (WALTZ, 2006), e o modelo linear resolvido com o *solver* comercial CPLEX (IBM, 2016). Um computador com processador Intel[®] Core[™] i-5 7400 CPU @ 3.0 GHz com

16 GB de memória RAM foi utilizado para realizar os testes. Considerou-se 0,06 \$/kWh para o custo de energia anual. Os sistemas testes foram testados para três níveis de demanda: 100% (demanda máxima), 80% (demanda média), e 50% (demanda leve) para validação com resultados apresentados pela literatura especializada. Para mostrar a eficiência dos modelos propostos, o cálculo da função objetivo e a variação das perdas de energia para cada valor de Y foram efetuados somente para a demanda máxima.

3.0.11 Sistema de 33 Nós Baran-Wu

O sistema de distribuição de 34 nós apresenta uma tensão de referência de 11,00 kV. A carga total do sistema considerando a demanda máxima (100 %) é equivalente a 7.882,05 kW + 4.905,35 kVar, para a demanda média é de 6.305,64 kW + 3.924,28 kVar, e para a demanda leve é equivalente a 3.941,02 kW + 2.452,68 kVar. Os dados referentes a este sistema foram retirados de Carvalho (2006). A tensão mínima estipulada para o sistema de 34 nós foi de 9,0 kV, e a tensão máxima foi estipulada em 11,0 kV. A Figura 3.4 apresenta a topologia do sistema de distribuição de 34 nós.

Figura 3.4: Diagrama unifilar do sistema radial de 34 nós.



Fonte: Autoria própria.

Através do modelo não linear foi possível encontrar uma função objetivo de \$363.533,0 e perda de potência de 691,654 kW, considerando a demanda máxima. A função objetivo é referente ao custo das perdas de energia anuais. Para o cálculo da função objetivo e análise do comportamento dos perfis de tensão do modelo de PL, é necessário determinar o valor do Y . A Tabela 3.1 apresenta o comportamento do número de blocos de discretização com relação a variação das perdas de potência ativa para a demanda máxima. Com a finalidade de encontrar o valor de Y que apresente o menor erro percentual relativo, a equação (3.88) foi

utilizada.

$$\text{Erro Relativo} = \frac{|V_E - V_A| \cdot 100}{V_E} \quad (3.88)$$

Sendo:

- V_E é o valor exato (modelo não linear).
- V_A é o valor aproximado (modelo linear).

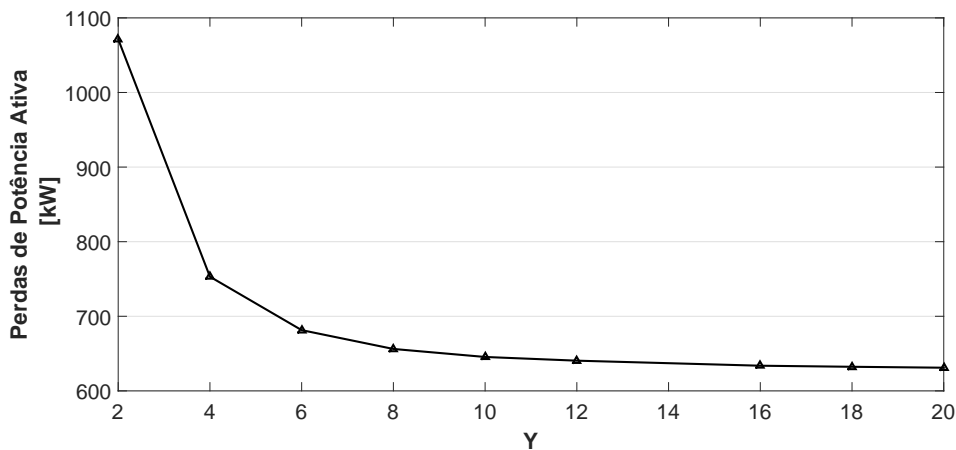
Tabela 3.1: Erros relativos referentes as perdas de potência para o sistema de 34 nós, considerando a demanda máxima.

Y	Perdas	Erro Percentual	Y	Perdas	Erro Percentual
2	1071,41	54,9%	12	640,506	7,39%
4	753,087	8,8%	16	633,742	8,3%
6	681,432	1,5%	18	632,306	8,5%
8	656,202	5,12%	20	631,061	8,76%
10	645,202	6,67%			

Fonte: Autoria própria.

A Figura 3.5 representa a variação das perdas de potência ativa com relação ao número estipulado para o tamanho do bloco de discretização.

Figura 3.5: Comportamento das perdas de potência ativa com relação ao número de discretizações para o sistema de 34 nós.



Fonte: Autoria própria.

Através da Figura 3.5, é possível analisar que o valor de perda de potência para $Y=6$ é próximo do valor gerado pelo modelo de PNL, e conseqüentemente apresenta um erro relativo baixo, como exposto na Tabela 3.1.

Fixando $Y=6$, nota-se que o modelo de PL encontrou uma função objetivo de \$358161,0. Por meio da equação (3.88), o erro relativo percentual entre os valores destinados a função objetivo do modelo de PNL e de PL foi de 1,47%.

Com o propósito de analisar o comportamento das perdas técnicas e dos níveis de tensão, o sistema de 34 nós foi testado para três demandas distintas. A Tabela 3.2 apresenta a solução final do modelo de PNL com relação as perdas de potência e tensão mínima.

Tabela 3.2: Solução final para o sistema de 34 nós considerando o modelo de PNL.

	Tipos de Demanda	Potência Ativa (kW)	Tensão Mínima (p.u.)
1	1,0	691,654	0,8963
2	0,8	426,567	0,9190
3	0,5	158,265	0,9500

Fonte: Autoria própria.

A Tabela 3.3 apresenta a solução final do modelo de PL com relação as perdas de potência e tensão mínima.

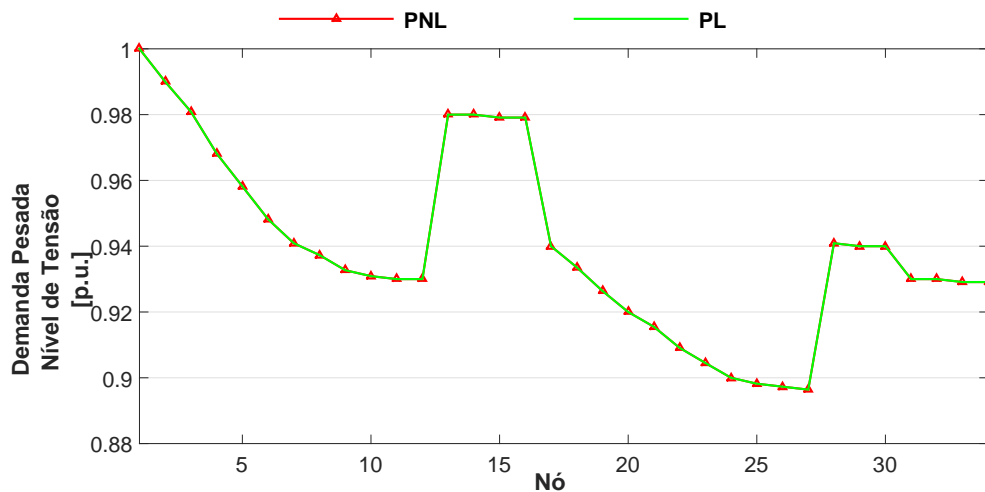
Tabela 3.3: Solução final para o sistema de 34 nós considerando o modelo de PL.

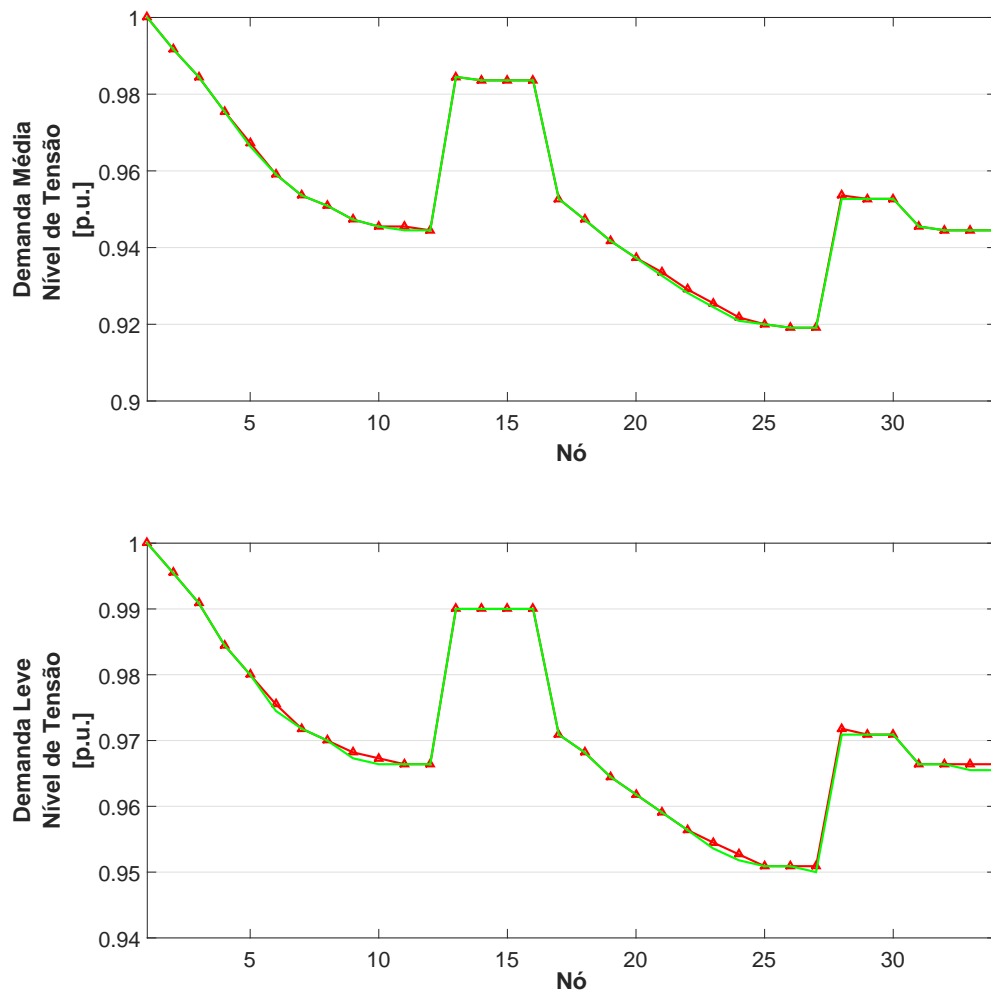
	Tipos de Demanda	Potência Ativa (kW)	Tensão Mínima (p.u.)
1	1,0	681,432	0,8963
2	0,8	446,626	0,9190
3	0,5	200,373	0,9500

Fonte: Autoria própria.

A Figura 3.6 apresenta o comportamento dos níveis de tensão para a demanda pesada, média e leve, respectivamente, considerando o modelo não linear e o modelo linear.

Figura 3.6: Perfis de tensão do sistema de 34 nós para a demanda pesada, média e leve, respectivamente.



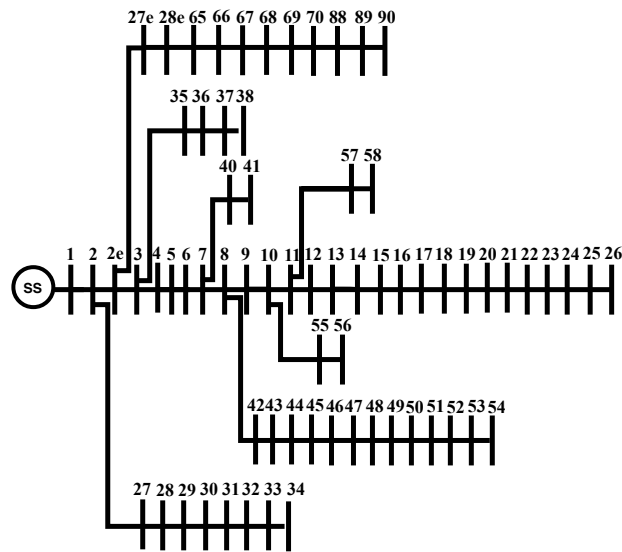


Fonte: Autoria própria.

Por meio da análise da Figura 3.6, é possível observar comportamentos semelhantes dos perfis de tensão para as três demandas distintas do modelo não linear e linear. Nota-se que neste teste foi empregado $Y=6$, pois com este valor é possível obter o menor erro relativo para as perdas de potência, como apresentado na Tabela 3.1.

3.0.12 Sistema de 70 Nós

O sistema de distribuição de 70 nós apresenta uma tensão de referência de 12,66 kV. A carga total do sistema para a demanda máxima é equivalente a 3.802,19 kW + 2.694,60 kVar, para a demanda média é de 3.041,75 kW + 2.155,68 kVar, e para a demanda leve é equivalente a 1.901,1 kW + 1.347,3 kVar. Os dados referentes a este sistema foram retirados de Baran e Wu (1989). As magnitudes de tensão máxima e mínima consideradas são de 12,66 kV e 11,25 kV, respectivamente. A Figura 3.7 apresenta o diagrama unifilar do sistema radial de 70 nós.

Figura 3.7: Diagrama Unifilar do sistema radial de 70 nós.

Fonte: Autoria própria.

Através do modelo não linear foi possível encontrar uma função objetivo de \$118.270,0, e perda de potência ativa equivalente a 225,019 kW, considerando a demanda máxima. A função objetivo é referente ao custo das perdas de energia anuais. Para análise dos resultados referentes ao modelo de PL, é necessário estipular o valor de Y com o auxílio da equação 3.88. A Tabela 3.4 apresenta o comportamento do número de blocos de discretização (Y) com relação ao erro percentual apresentado pelos modelos de PNL e de PL.

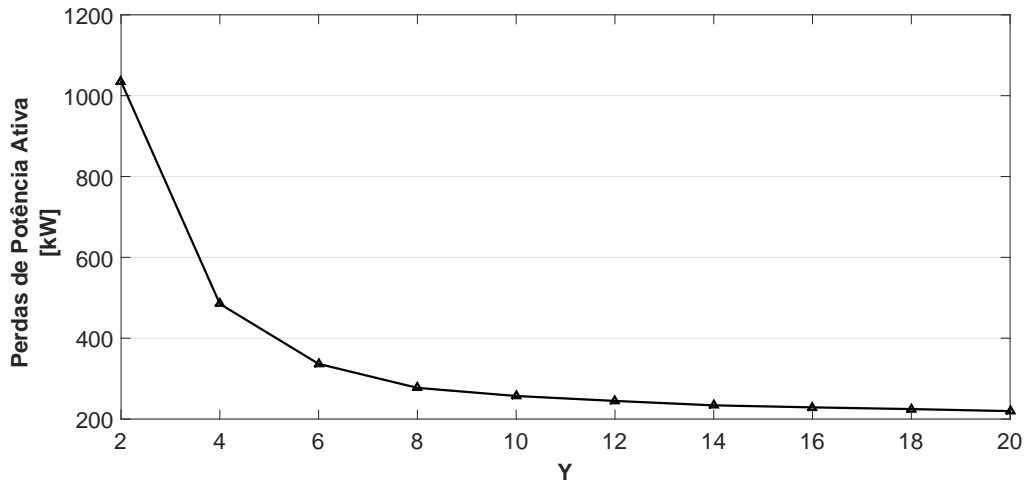
Tabela 3.4: Erros relativos referentes as perdas de potência, considerando a demanda máxima para o sistema de 70 nós.

Y	Perdas	Erro Percentual	Y	Perdas	Erro Percentual
2	1.034,95	360%	12	244,80	8,7%
4	484,98	115,5%	16	228,88	1,7%
6	336,45	49,5%	18	224,66	0,15%
8	277,13	23,1%	20	219,624	2,3%
10	257,05	14,2%			

A Figura 3.8 representa a variação das perdas de potência ativa com relação ao número estipulado para o bloco de discretização. Nota-se que para $Y=18$, o valor destinado a perda de potência para demanda máxima aproxima do valor gerado pelo modelo de PNL. Fixando $Y=18$, é possível analisar que o modelo linear resulta em uma função objetivo de \$118.082,0. O erro relativo percentual calculado através da equação (3.88) referente aos valores de função objetivo é de 0,15%.

O sistema de 70 nós foi testado para três demandas distintas para análise do comportamento das perdas de energia e perfis de tensão. A Tabela 3.5 apresenta

Figura 3.8: Comportamento das perdas de potência ativa com relação ao número de discretizações para o sistema de 70 nós.



Fonte: Autoria própria.

a solução final do modelo de PNL com relação as perdas de potência e tensão mínima.

Tabela 3.5: Solução final para o sistema de 70 nós considerando o modelo de PNL.

	Nível de Carga	Potência Ativa (kW)	Tensão Mínima (p.u.)
1	1,0	225,019	0,9091
2	0,8	138,915	0,9289
3	0,5	51,6104	0,9565

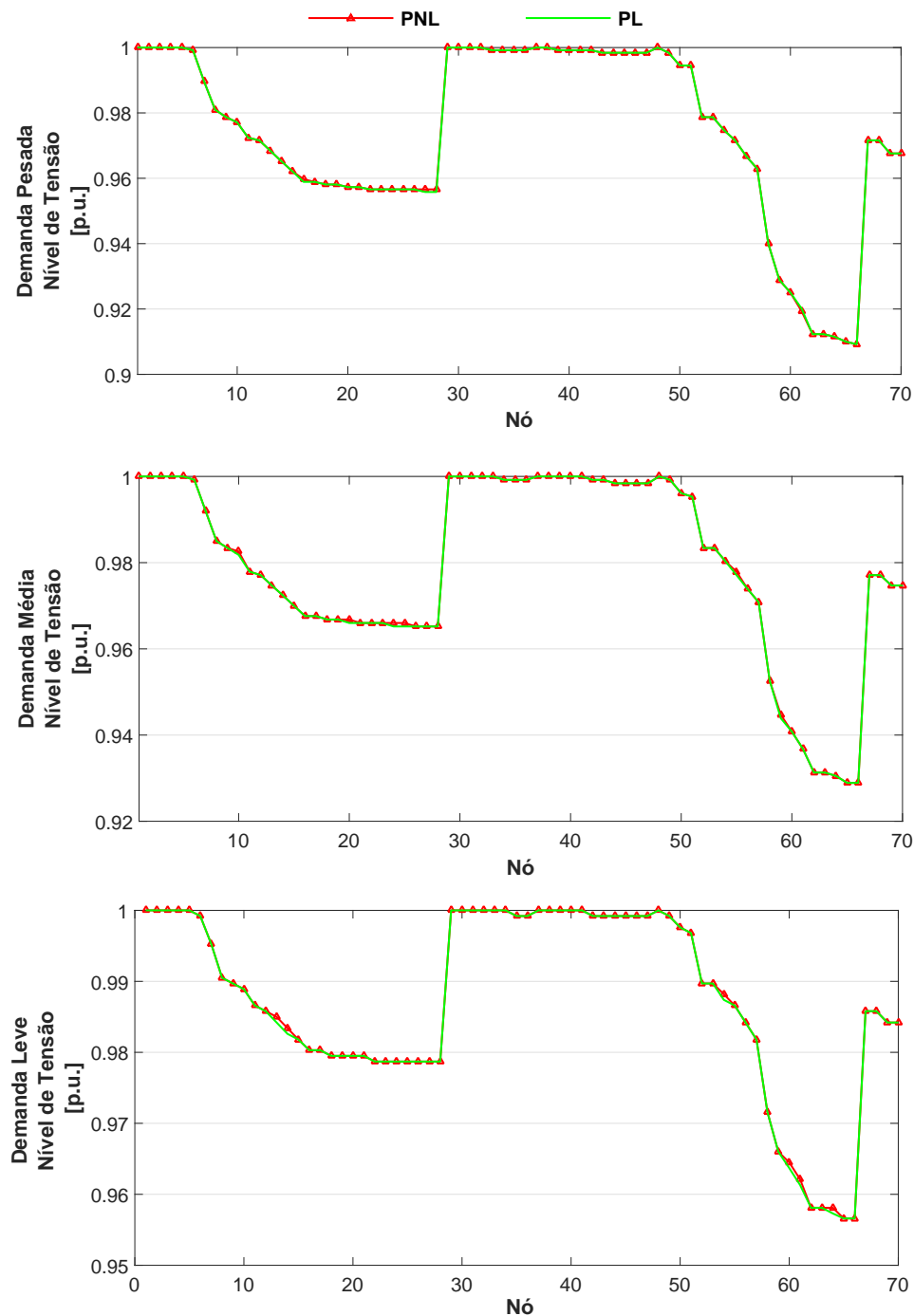
A Tabela 3.6 apresenta a solução final do modelo de PL com relação as perdas de potência e tensão mínima.

Tabela 3.6: Solução final para o sistema de 70 nós considerando o modelo de PL.

	Nível de Carga	Potência Ativa (kW)	Tensão Mínima (p.u.)
1	1,0	224,086	0,9091
2	0,8	146,748	0,9289
3	0,5	64,272	0,9565

A Figura 3.9 apresenta o comportamento dos níveis de tensão para a demanda pesada, média e leve, respectivamente, considerando o modelo não linear e o modelo linear.

Figura 3.9: Perfis de tensão do sistema de 70 nós para a demanda pesada, média e leve, respectivamente.



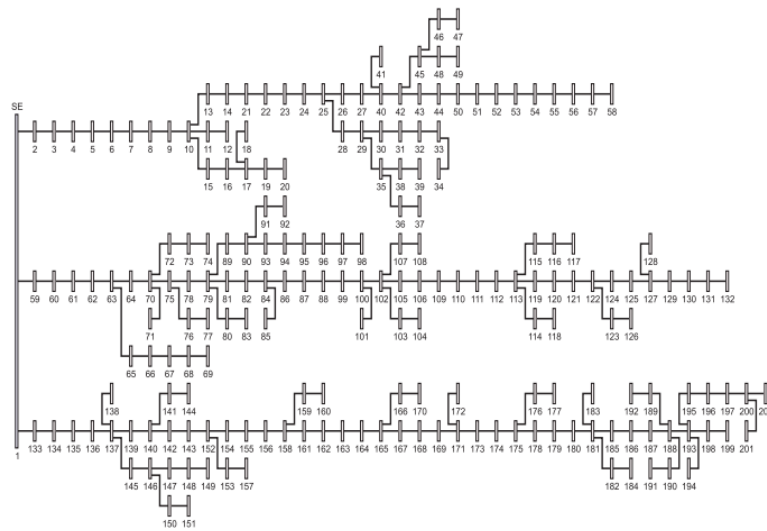
Fonte: Autoria Própria.

Por meio da análise da Figura 3.9 é possível observar que para as três demandas empregadas no sistema de 70 nós, os níveis de tensão não apresentaram variações relevantes. Desta forma, nota-se a importância em analisar o comportamento do Y , em busca de resultados que aproximam do modelo exato (linear).

3.0.13 Sistema de 202 Nós

O sistema de distribuição de 202 nós apresenta uma tensão de referência de 13,8 kV. Este sistema corresponde a concessionária de energia elétrica ELEKTRO, localizado na cidade de Guarujá-SP (GONÇALVES, 2013). A carga total do sistema para a demanda máxima é equivalente a 27.634,9 kW + 17.123,8 kVar, para a demanda média é de 22.107,9 kW + 13.699,0 kVar, e para a demanda leve é de 13.817,4 kW + 8.561,89 kVar. Os dados para este sistema foram retirados de Pereira (2009). As magnitudes de tensão máxima e mínima consideradas são de 13,8 kV e 12,0 kV, respectivamente. A Figura 3.10 apresenta o diagrama unifilar do sistema radial de 202 nós.

Figura 3.10: Diagrama unifilar do sistema de 202 nós.



Fonte: (GONÇALVES, 2013).

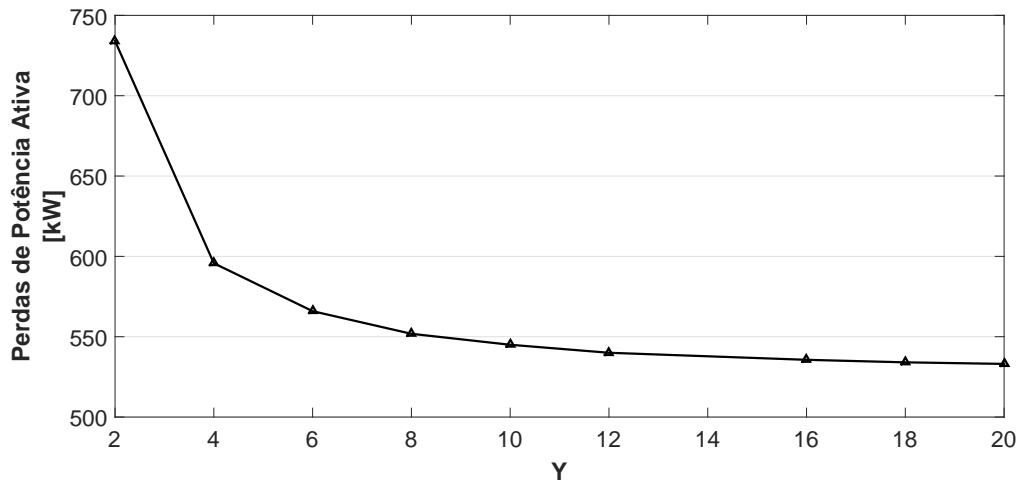
Através do modelo não linear foi possível encontrar uma função objetivo de \$290.091,0 referente as perdas de energia anuais, e perdas de potência ativa de 551,923 kW considerando a demanda máxima. Para o cálculo da função objetivo e análise do comportamento dos perfis de tensão do modelo de PL, é necessário determinar o valor do Y . A Tabela 3.7 apresenta o comportamento do número de blocos de discretização (Y) com relação ao erro percentual.

A Figura 3.11 representa a variação das perdas de potência ativa com relação a diferentes valores de Y . Para $Y=8$, o valor destinado a perda de potência aproxima do valor gerado pelo modelo de PNL, apresentando um menor erro percentual.

Para $Y=8$ o modelo linear encontrou uma função objetivo de \$290.038,0. O erro relativo percentual calculado através da equação 3.88 referente aos valores

Tabela 3.7: Erros relativos referentes as perdas de potência para o sistema de 202 nós, considerando a demanda máxima.

Y	Perdas	Erro Percentual	Y	Perdas	Erro Percentual
2	734,05	32,9%	12	540,015	2,1%
4	595,731	7,9%	16	535,626	2,9%
6	565,9	2,5 %	18	534,057	3,2%
8	551,823	0,018%	20	533,077	3,4%
10	544,988	1,2%			

Figura 3.11: Comportamento das perdas de potência ativa com relação ao número de discretizações para o sistema de 202 nós.

Fonte: Autoria própria.

de função objetivo dos modelos de PNL e de PL foi de 0,018%.

O sistema de 202 nós foi testado para três demandas distintas. A Tabela 3.8 apresenta a solução final do modelo de PNL com relação as perdas de potência e tensão mínima.

Tabela 3.8: Solução final para o sistema de 202 nós considerando o modelo de PNL.

	Nível de Carga	Potência Ativa (kW)	Tensão Mínima (p.u.)
1	1,0	551,923	0,9572
2	0,8	347,953	0,9666
3	0,5	132,983	0,9789

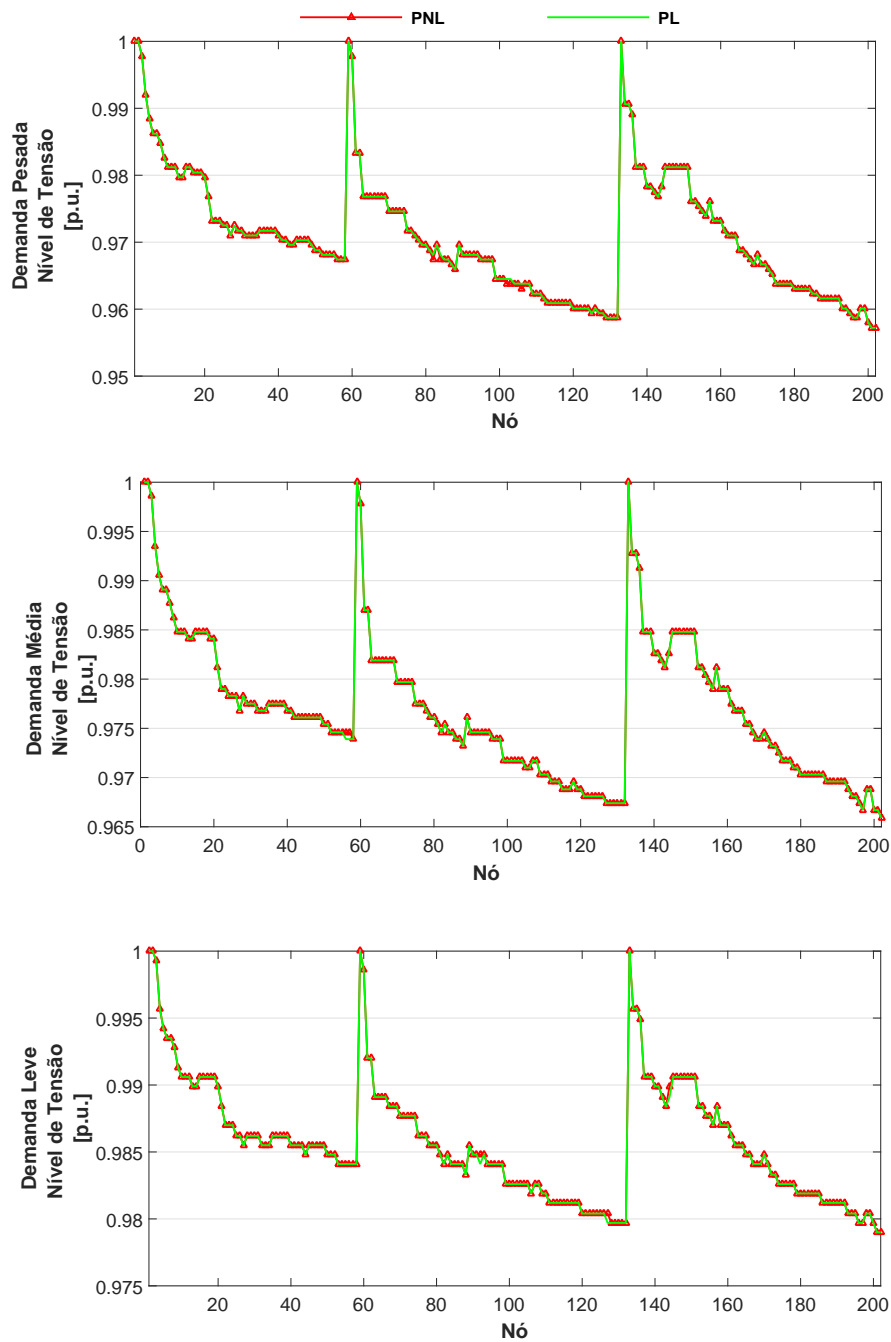
A Tabela 3.6 apresenta a solução final do modelo de PL com relação as perdas de potência e tensão mínima. A Figura 3.12 apresenta o comportamento dos níveis de tensão para a demanda pesada, média e leve, respectivamente, considerando o modelo não linear e o modelo linear.

Por meio da Figura 3.12 é possível observar a semelhança entre os níveis de

Tabela 3.9: Solução final para o sistema de 202 nós considerando o modelo de PL.

	Nível de Carga	Potência Ativa (kW)	Tensão Mínima (p.u.)
1	1,0	551,823	0,9572
2	0,8	357,38	0,9666
3	0,5	146,884	0,9789

Figura 3.12: Perfis de tensão do sistema de 202 nós para a demanda pesada, média e leve, respectivamente.



Fonte: Autoria Própria.

tensã dos modelos de PNL e de PL, devido a correta escolha do valor destinado ao Y .

3.0.14 Comentários Finais

Nesta seção, foi apresentada a formulação do modelo de PNL e de PL para representar o cálculo do ponto de operação em regime permanente de uma rede radial. Ambos modelos foram implementados na linguagem de programação AMPL (FOURER; KERNIGHAN, 2003). Para desenvolver o modelo linear foi realizada uma linearização, e conseqüentemente houve o aumento do número de restrições, e de variáveis contínuas. O uso do modelo de PL está associada a garantia da convergência e otimalidade da solução, devido ao uso de *solvers* comerciais, como o CPLEX (IBM, 2016). Quatro sistemas testes foram empregados para validar os modelos propostos. Dos resultados encontrados conclui-se que o modelo de PL apresenta boa eficiência em comparação com o modelo de PNL, porém deve-se ajustar um valor de Y favorável, ou seja, com um erro relativo percentual pequeno, como apresentado nas Tabelas 3.1, 3.4, e 3.7.

A Tabela 3.10 mostra o aumento do número de variáveis contínuas do modelo de PL em relação ao modelo de PNL. Além do mais, é necessário levar em consideração que o emprego do modelo de PL proporciona o surgimento das equações de 3.61- 3.70.

Tabela 3.10: Aumento do número de variáveis contínuas do modelo de PL em relação ao modelo de PNL..

Modelo de PNL	Variáveis Contínuas	Modelo de PL	Variáveis Contínuas
	V_i^{sqr}		V_i^{sqr}
	P_i^S		P_i^S
	Q_i^S		Q_i^S
	I_{ij}^{sqr}		I_{ij}^{sqr}
	P_{ij}		P_{ij}
	Q_{ij}		Q_{ij}
	-		$\Delta P_{ij,y}$
	-		$\Delta Q_{ij,y}$
	-		P_{ij}^+
	-		P_{ij}^-
	-		Q_{ij}^+
	-		Q_{ij}^-

No próximo capítulo será apresentado o modelo matemático linear e o seu equivalente envolvendo diferentes estratégias de planejamento a serem aplicadas no SDEE ao longo de um horizonte de períodos.

4 Formulação Matemática Flexível para Abordar Diferentes Estratégias de Planejamento

Neste capítulo é apresentada a formulação matemática flexível, uma vez que se considera diferentes alternativas, para os problemas de recondutoramento e seleção dos condutores, instalação de capacitores fixos e/ou chaveados, e alocação de GDs. Inicialmente é apresentado o modelo de PNLIM para as estratégias consideradas neste trabalho. Com o auxílio de um conjunto de restrições foi possível obter o modelo de PLIM.

4.0.1 Considerações

Por meio da formulação matemática apresentada neste trabalho, existem hipóteses que devem ser consideradas para resolver o problema do PESD no SDEE, são elas:

1. Cada sistema elétrico balanceado é representado pelo seu equivalente monofásico.
2. Toda rede elétrica testada neste trabalho apresenta uma topologia radial.
3. O custo de instalação é fixado ao longo do horizonte de períodos.
4. Os custos de instalação dos GDs e dos BCs são proporcionais à sua capacidade de potência. Da mesma forma, os custos de instalação dos condutores são proporcionais aos seus valores de capacidade de corrente.
5. A seleção ideal de condutores é feita após o primeiro período do horizonte de planejamento ($T > 1$).
6. A instalação dos geradores e capacitores no SDEE é realizada desde o início do horizonte de planejamento.

4.0.2 Modelo Não Linear Empregado para Abordar Diferentes Estratégias de Planejamento

O modelo proposto é formulado inicialmente como um problema de PNLIM, descrito pelas equações (4.1)-(4.25), cuja função objetivo é descrita por:

$$\text{Minimizar } f_1 + f_2 + f_3 \quad (4.1)$$

A expressão f_1 corresponde aos custos de operação e de instalação relacionados com os condutores. Vale ressaltar que os custos operacionais estão relacionados com as perdas técnicas do transporte de energia em cada ramo ij . f_2 representa os custos de compra e instalação dos capacitores fixos e chaveados. Por último, f_3 representa os custos relacionados com as unidades dos geradores. A primeira parte está relacionada com os custos de instalação da GD, e a segunda parte representa o custo da geração de energia oferecida por cada unidade de gerador.

$$f_1 = \sum_{\forall T \in \Omega_T/T=1} ce_T \cdot \delta \sum_{\forall ij \in \Omega_l} l_{ij} \cdot R_{i,j} \cdot I_{T,ij}^{sqr} +$$

$$\sum_{\forall T \in \Omega_T/T>1} ce_T \cdot \delta \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall t \in \Omega_t} l_{ij} \cdot R_t^r \cdot I_{T,ij}^{sqr} \cdot w_{T,ij,t} + \sum_{\forall T \in \Omega_T/T>1} \sum_{\forall ij \in \Omega_l} D_{T,ij}$$

$$f_2 = \sum_{\forall i \in \Omega_b} \sum_{\forall c \in \Omega_c} (\delta_c^{ifx} \cdot w_i^{fx} + \delta_c^{ufx} \cdot N_{i,c}^{fx}) +$$

$$\sum_{\forall a \in \Omega_a} \left(\sum_{\forall i \in \Omega_b} \delta_a^{isw} \cdot w_i^{sw} + \delta_a^{usw} \cdot \sum_{\forall T \in \Omega_T/T=1} (Q_{T,i}^{sw}/Q^B) \right)$$

$$f_3 = \sum_{\forall i \in \Omega_b} \sum_{\forall g \in \Omega_g} \delta_g^{idg} \cdot \beta_{i,g} + \sum_{\forall T \in \Omega_T} \sum_{\forall i \in \Omega_b} \sum_{\forall g \in \Omega_g} \delta_g^{gdg} \cdot P_{T,i,g} \cdot \delta$$

As restrições desse problema são consideradas em detalhes da seguinte maneira:

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{T,ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (P_{T,ij} + l_{ij} \cdot R_{ij} \cdot I_{T,ij}^{sqr}) + P_{T,i}^s + \sum_{\forall g \in \Omega_g} P_{T,i,g} = P_{T,i}^D; \forall T \in \Omega_T/T = 1, \forall i \in \Omega_b \quad (4.2)$$

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{T,ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} (Q_{T,ij} + l_{ij} \cdot X_{ij} \cdot I_{T,ij}^{sqr}) + Q_{T,i}^{s+} + \sum_{\forall g \in \Omega_g} Q_{T,i,g} + Q_{T,i}^{ce} + Q_i^{fx} + Q_{T,i}^{sw} =$$

$$Q_{T,i}^D; \forall T \in \Omega_T/T = 1, \forall i \in \Omega_b \quad (4.3)$$

$$V_{T,i}^{sqr} - 2(l_{ij} \cdot R_{ij} \cdot P_{T,ij} + l_{ij} \cdot X_{ij} \cdot Q_{T,ij}) - l_{ij} \cdot Z_{ij}^2 \cdot I_{T,ij}^{sqr} - V_{T,j}^{sqr} = 0; \forall T \in \Omega_T/T = 1, \\ \forall ij \in \Omega_l \quad (4.4)$$

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{T,ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} P_{T,ij} + \sum_{\forall t \in \Omega_t} l_{ij} \cdot R_t^r \cdot I_{T,ij}^{sqr} \cdot w_{T,ij,t} + P_{T,i}^s + \sum_{\forall g \in \Omega_g} P_{T,i,g} = P_{T,i}^D; \\ \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall i \in \Omega_b \quad (4.5)$$

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{T,ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} Q_{T,ij} + \sum_{\forall t \in \Omega_t} l_{ij} \cdot X_t^r \cdot I_{T,ij}^{sqr} \cdot w_{T,ij,t} + Q_{T,i}^{s+} + \sum_{\forall g \in \Omega_g} Q_{T,i,g} + Q_{T,i}^{ce} + Q_i^{fx} + \\ Q_{T,i}^{sw} = Q_{T,i}^D; \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall i \in \Omega_b \quad (4.6)$$

$$V_{T,i}^{sqr} - 2\left(\sum_{\forall t \in \Omega_t} l_{ij} \cdot R_t^r \cdot w_{T,ij,t} \cdot P_{T,ij} + \sum_{\forall t \in \Omega_t} l_{ij} \cdot X_t^r \cdot w_{T,ij,t} \cdot Q_{T,ij}\right) - \\ \sum_{\forall t \in \Omega_t} l_{ij} \cdot Z_t^2 \cdot I_{T,ij}^{sqr} \cdot w_{T,ij,t} - V_{T,j}^{sqr} = 0; \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.7)$$

$$I_{T,ij}^{sqr} \cdot V_{T,j}^{sqr} = P_{T,ij}^2 + Q_{T,ij}^2; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.8)$$

$$0 \leq I_{T,ij}^{sqr} \leq (\bar{I})^2; \forall T \in \Omega_T/T = 1, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.9)$$

$$0 \leq I_{T,ij}^{sqr} \leq \sum_{\forall t \in \Omega_t} (I_t^k)^2 \cdot w_{T,ij,t}; \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.10)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{T,i}^{sqr} \leq \bar{V}^2; \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b \quad (4.11)$$

$$\sum_{\forall t \in \Omega_t} w_{T,ij,t} = 1; \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.12)$$

$$\sum_{\forall t \in \Omega_t} I_t^k \cdot w_{T-1,ij,t} \leq \sum_{\forall t' \in \Omega_t} I_{t'}^k \cdot w_{T,ij,t'}; \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.13)$$

$$0 \leq D_{T,ij} = \sum_{\forall t' \in \Omega_t} \delta_{t'}^{uc} \cdot w_{T,ij,t'} - \sum_{\forall t \in \Omega_t} \delta_t^{uc} \cdot w_{T-1,ij,t}; \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.14)$$

$$0 \leq P_{T,i,g} \leq \bar{P}_g \cdot \beta_{i,g}; \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b, \forall g \in \Omega_g \quad (4.15)$$

$$0 \leq Q_{T,i,g} \leq \bar{Q}_g \cdot \beta_{i,g}; \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b, \forall g \in \Omega_g \quad (4.16)$$

$$\sum_{\forall i \in \Omega_b} \beta_{i,g} = 1; \forall g \in \Omega_g \quad (4.17)$$

$$\sum_{\forall g \in \Omega_g} \sum_{\forall i \in \Omega_b} \beta_{i,g} \leq |\Omega_g| \quad (4.18)$$

$$Q_i^{fx} = \sum_{\forall c \in \Omega_c} w_i^{fx} \cdot N_{i,c}^{fx} \cdot Q_c^{fx}; \forall i \in \Omega_b \quad (4.19)$$

$$\sum_{\forall i \in \Omega_b} w_i^{fx} \leq \bar{N}^{fx} \quad (4.20)$$

$$N_{i,c}^{fx} \leq \bar{N}_c^b; \forall i \in \Omega_b, \forall c \in \Omega_c \quad (4.21)$$

$$Q_{T,i}^{sw} = \sum_{\forall a \in \Omega_a} w_i^{sw} \cdot Y_{T,a}^{sw} \cdot Q_a^{sw}; \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b \quad (4.22)$$

$$\sum_{\forall a \in \Omega_a} Y_{T,a}^{sw} \leq 1; \forall T \in \Omega_T \quad (4.23)$$

$$\sum_{\forall i \in \Omega_b} w_i^{sw} \leq \bar{N}^{sw} \quad (4.24)$$

$$w_i^{fx} + w_i^{sw} \leq 1; \forall i \in \Omega_b \quad (4.25)$$

As restrições (4.2) e (4.3) estão relacionadas com o balanço de potência ativa e reativa em cada nó i para o período $T=1$. A restrição (4.4) calcula a queda de tensão para cada ramo ij no período $T=1$. As restrições (4.5) e (4.6) estão relacionadas com o balanço de potência ativa e reativa em cada nó i para o período $T>1$. Em (4.7), a queda de tensão é calculada para cada ramo ij no período $T>1$. O cálculo da corrente em cada ramo ij para o período T é calculado pela equação (4.8). A restrição (4.9) representa a magnitude do fluxo de corrente em um ramo ij para $T=1$. Em (4.10), o fluxo da corrente em cada ramo ij para o período $T>1$ é limitado pela capacidade de corrente do tipo de condutor t a ser selecionado. O valor da tensão para cada nó i para o período T é limitado pelos valores de \underline{V} e \bar{V} como representado pela restrição (4.11).

As restrições (4.12), (4.13) e (4.14) estão relacionadas com a seleção ideal do tipo de condutores em cada ramo ij para $T>1$. Em (4.12), a seleção de um único tipo de condutor t em cada ramo ij para $T>1$ é garantida. A restrição (4.13), garante que para um determinado ramo ij , a capacidade de corrente de um tipo de condutor t' para o período T é maior ou igual à capacidade t do condutor instalado no período $T-1$. O aumento do custo de instalação em cada ramo ij no período T é devido à substituição de um condutor do tipo t para t' , isto é calculado em (4.14). As restrições (4.15), (4.16), (4.17) e (4.18) estão relacionadas com a operação e os limites de geração das GDs estabelecidas. Em (4.15) e (4.16), os limites de geração de energia ativa e reativa das GDs são estabelecidos. (4.17) garante que uma GD g pode ser instalada em um único nó i no SDEE. O limite máximo das GDs g para ser instalada em cada nó i é determinado pela restrição (4.18).

As restrições (4.19)-(4.21) e (4.22)-(4.24) estão relacionadas à instalação e operação dos capacitores fixos e chaveados, respectivamente. A injeção de potência reativa, Q_i^{fx} , no nó i pelos capacitores fixos é determinado em (4.19). O número máximo de capacitores fixos a serem instalados na rede elétrica e em cada nó i são estabelecidos em (4.20) e (4.21), respectivamente. Em (4.22) é calculada a injeção de potência reativa, $Q_{T,i}^{sw}$, relacionada aos capacitores chaveados que serão injetados no nó i por período T . Em (4.23), a instalação (ou não) do capacitor chaveado 'a' no período T é garantido. O número máximo de capacitores chave-

ados a serem instalados em cada nó i é estabelecido em (4.24). Finalmente, a instalação de um capacitor fixo ou chaveado no nó i é determinada pela restrição (4.25).

4.1 Linearização

No modelo proposto, um conjunto de procedimentos de linearização é aplicado às restrições não-lineares (4.5), (4.6), (4.7), (4.8), (4.19), e (4.22). Estes procedimentos consideram as técnicas apresentadas por Franco, Rider e Romero (2016), Franco et al. (2013), Tabares et al. (2016), e Cerna et al. (2017).

Nas restrições (4.5), (4.6), e (4.7) os termos não lineares são baseados no produto de duas variáveis, tais como: $I_{T,ij}^{sqr} \cdot w_{T,ij,t}$, $P_{T,ij} \cdot w_{T,ij,t}$, e $Q_{T,ij} \cdot w_{T,ij,t}$. Desta forma, pode-se observar que os termos descritos representam o produto de uma variável binária com uma variável contínua. Portanto, para obter expressões lineares para as restrições (4.5), (4.6), e (4.7) utilizou-se o método Big-M, fundamentado em Cerna et al. (2017).

Na restrição (4.8), um conjunto de técnicas desenvolvidas por Franco, Rider e Romero (2016), Franco et al. (2013), e Tabares et al. (2016) foram empregadas.

Além disso, na restrição (4.19) o termo não linear é originado da multiplicação de uma variável binária com uma variável inteira, como: $w_i^{fx} \cdot N_{i,c}^{fx}$.

Por último, a restrição (4.22) apresenta o produto de duas variáveis binárias: $w_i^{sw} \cdot Y_{T,a}^{sw}$.

4.1.1 Método Big-M

O método Big-M baseia-se na multiplicação de duas variáveis.

$$\Delta = w \cdot P \tag{4.26}$$

Sendo:

- w representa uma variável de natureza binária.
- P representa uma variável de natureza contínua.

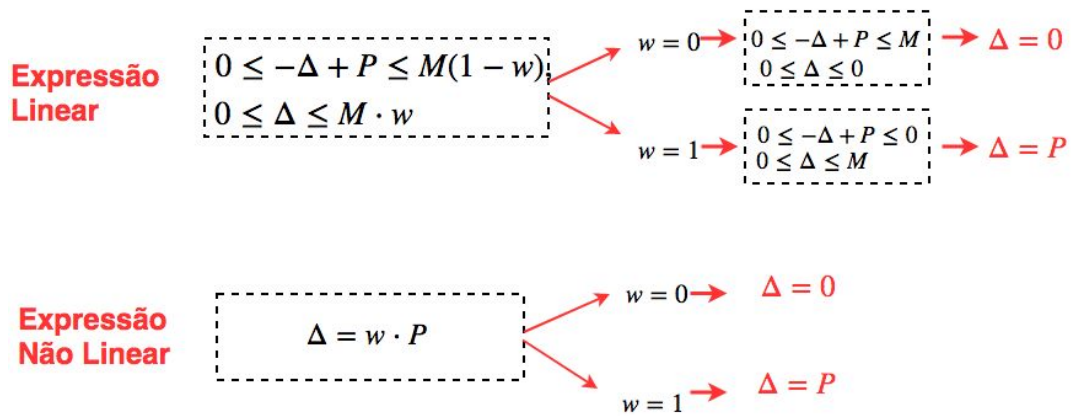
Como o produto da equação (4.26) resulta em um produto não linear, é possível o substituir pelas expressões (4.27) e (4.28), sendo M um número grande:

$$0 \leq -\Delta + P \leq M(1 - w) \tag{4.27}$$

$$0 \leq \Delta \leq M \cdot w \tag{4.28}$$

A Figura 4.1 mostra uma representação matemática da técnica Big-M, com a finalidade de demonstrar a equivalência das expressões não lineares e lineares.

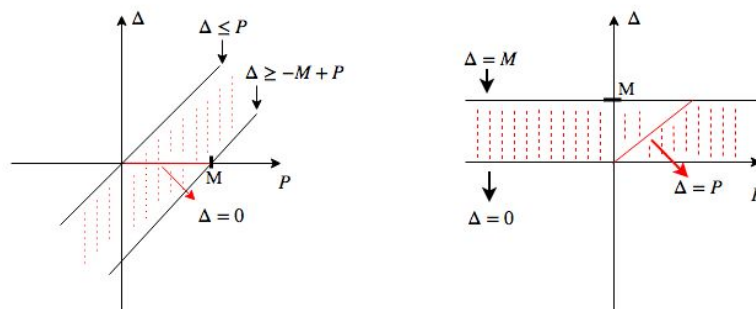
Figura 4.1: Representação matemática da técnica Big-M.



Fonte: Autoria própria.

A Figura 4.2 apresenta uma representação gráfica para demonstrar os intervalos da expressão linear que resulta $\Delta = 0$ e $\Delta = P$.

Figura 4.2: Representação gráfica dos intervalos da expressão linear referente a técnica Big-M.



Fonte: Autoria própria.

4.1.2 Linearização de $I_{T,ij}^{sqr} \cdot w_{T,ij,t}$

Nas restrições (4.5), (4.6) e (4.7) do modelo de PNLIM observa-se o produto das variáveis $I_{T,ij}^{sqr} \cdot w_{T,ij,t}$, sendo $I_{T,ij}^{sqr}$ variável contínua, e $w_{T,ij,t}$ variável binária. Usando a linearização por meio do método Big-M, é possível determinar que o

resultado deste produto é de natureza contínua, e está representado pela variável $\Delta I_{T,ij,t}^{sqr}$. A forma linearizada da restrição (4.5) e (4.6) é apresentada pelas equações (4.29) e (4.30).

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{T,ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} P_{T,ij} + \sum_{\forall t \in \Omega_t} R_t^r \cdot \Delta I_{T,ij,t}^{sqr} + P_{T,i}^s + \sum_{\forall g \in \Omega_g} P_{T,i,g} = P_{T,i}^D; \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b \quad (4.29)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{T,ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} Q_{T,ij} + \sum_{\forall t \in \Omega_t} X_t^r \cdot \Delta I_{T,ij,t}^{sqr} + Q_{T,i}^s + \sum_{\forall g \in \Omega_g} Q_{T,i,g} + Q_{T,i}^{ce} + Q_i^{fx} + \\ & Q_{T,i}^{sw} = Q_{T,i}^D \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b \end{aligned} \quad (4.30)$$

Como consequência da aplicação do método da Big-M, são apresentadas as restrições adicionais:

$$0 \leq -\Delta I_{T,ij,t}^{sqr} + I_{T,ij}^{sqr} \leq M(1 - w_{T,ij,t}); \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (4.31)$$

$$0 \leq \Delta I_{T,ij,t}^{sqr} \leq M \cdot w_{T,ij,t}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (4.32)$$

Como consequência dessas expressões lineares, o termo f_1 na função objetivo (4.1) adota a seguinte forma:

$$\begin{aligned} f_1 = & \sum_{\forall T \in \Omega_T/T=1} ce_T \cdot \delta \sum_{\forall ij \in \Omega_l} l_{ij} \cdot R_{i,j} \cdot I_{T,ij}^{sqr} + \sum_{\forall T \in \Omega_T/T>1} ce_T \cdot \delta \sum_{\forall ij \in \Omega_l} \sum_{\forall t \in \Omega_t} l_{ij} \cdot R_t^r \cdot \Delta I_{T,ij,t}^{sqr} + \\ & \sum_{\forall T \in \Omega_T/T>1} \sum_{\forall ij \in \Omega_l} D_{T,ij} \end{aligned}$$

4.1.3 Linearização de $P_{T,ij} \cdot w_{T,ij,t}$ e $Q_{T,ij} \cdot w_{T,ij,t}$

Na restrição (4.7) do modelo de PNLIM observa-se o produto das variáveis $P_{T,ij} \cdot w_{T,ij,t}$, $Q_{T,ij} \cdot w_{T,ij,t}$ e $I_{T,ij}^{sqr} \cdot w_{T,ij,t}$. $P_{T,ij}$ representa uma variável contínua, enquanto $w_{T,ij,t}$ é uma variável binária. Usando a linearização por meio do método Big-M, é possível determinar que o resultado deste produto é de natureza contínua, e está representado pela variável $\Delta P_{T,ij,t}^w$. $Q_{T,ij}$ também representa uma variável contínua, e desta forma o resultado do produto $Q_{T,ij} \cdot w_{T,ij,t}$ será de natureza contínua, e está representado pela variável $\Delta Q_{T,ij,t}^w$. Nota-se que para a restrição (4.7) também foi empregado a linearização apresentada na seção 4.1.2.

A forma linearizada da restrição (4.7) é apresentada pela equação (4.33).

$$V_{T,i}^{sqr} - 2 \sum_{\forall t \in \Omega_t} R_t^r \cdot \Delta P_{T,ij,t}^w + X_t^r \cdot \Delta Q_{T,ij,t}^w - \sum_{\forall t \in \Omega_t} Z_t \cdot \Delta I_{T,ij,t}^{sqr} - V_{T,j}^{sqr} = 0; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.33)$$

Como consequência da aplicação do método da Big-M, são apresentadas as restrições adicionais:

$$0 \leq -\Delta P_{T,ij,t}^w + P_{T,ij} \leq M \cdot (1 - w_{T,ij,t}); \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (4.34)$$

$$0 \leq \Delta P_{T,ij,t}^w \leq M \cdot w_{T,ij,t}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (4.35)$$

$$0 \leq -\Delta Q_{T,ij,t}^w + Q_{T,ij} \leq M \cdot (1 - w_{T,ij,t}); \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (4.36)$$

$$0 \leq \Delta Q_{T,ij,t}^w \leq M \cdot w_{T,ij,t}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (4.37)$$

4.1.4 Linearização de $N_{i,c}^{fx} \cdot w_i^{fx}$

Na restrição (4.19) é possível observar o produto de duas variáveis, sendo $N_{i,c}^{fx}$ variável inteira e w_i^{fx} variável binária.

De acordo com o conjunto de equações destinado ao processo de linearização do produto de uma variável inteira com uma binária apresentado em Cerna et al. (2017), $N_{i,c}^{fx}$ foi discretizado com \bar{N}^{fx} , número máximo de capacitores fixos disponíveis para o SDEE, e com a variável binária $Y_{i,c,p}^{fx}$, como mostrado nas restrições (4.39) e (4.38).

$$Q_i^{fx} = \sum_{\forall c \in \Omega_c} \sum_{p=1}^{\bar{N}^{fx}} Q_c^{fx} \cdot D_{i,c,p}^{fx}; \forall i \in \Omega_b \quad (4.38)$$

$$N_{i,c}^{fx} = \sum_{p=1}^{\bar{N}^{fx}} Y_{i,c,p}^{fx}; \forall i \in \Omega_b, \forall c \in \Omega_c \quad (4.39)$$

$$0 \leq D_{i,c,p}^{fx} \leq w_i^{fx}; \forall i \in \Omega_b, \forall c \in \Omega_c, \forall p \in 1.. \bar{N}^{fx} \quad (4.40)$$

$$0 \leq D_{i,c,p}^{fx} \leq Y_{i,c,p}^{fx}; \forall i \in \Omega_b, \forall c \in \Omega_c, \forall p \in 1.. \bar{N}^{fx} \quad (4.41)$$

$$w_i^{fx} + Y_{i,c,p}^{fx} - 1 \leq D_{i,c,p}^{fx} \leq 1; \forall i \in \Omega_b, \forall c \in \Omega_c, \forall p \in 1.. \bar{N}^{fx} \quad (4.42)$$

4.1.5 Linearização de $w_i^{sw} \cdot Y_{T,a}^{sw}$

A restrição (4.22) apresenta o produto de duas variáveis binárias $w_i^{sw} \cdot Y_{T,a}^{sw}$.

De acordo com Cerna et al. (2017), que apresenta o conjunto de equações destinado ao processo de linearização do produto de variáveis binárias, é possível obter a forma linearizada da restrição (4.22).

$$Q_{T,i}^{sw} = \sum_{\forall a \in \Omega_a} D_{i,T,a}^{sw} \cdot Q_a^{sw}; \forall i \in \Omega_b, \forall T \in \Omega_T \quad (4.43)$$

$$0 \leq D_{i,T,a}^{sw} \leq w_i^{sw}; \forall i \in \Omega_b, \forall T \in \Omega_T, \forall a \in \Omega_a \quad (4.44)$$

$$0 \leq D_{i,T,a}^{sw} \leq Y_{T,a}^{sw}; \forall i \in \Omega_b, \forall T \in \Omega_T, \forall a \in \Omega_a \quad (4.45)$$

$$w_i^{sw} + Y_{T,a}^{sw} - 1 \leq D_{i,T,a}^{sw} \leq 1; \forall i \in \Omega_b, \forall T \in \Omega_T, \forall a \in \Omega_a \quad (4.46)$$

4.1.6 Linearização de $P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$

Na linearização da restrição (4.42) é usado o conjunto de técnicas desenvolvidas Tabares et al. (2016), como foi apresentado na seção 3.0.7.

$$V_{nom}^2 \cdot I_{T,ij}^{sqr} = \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta P_{T,ij,y} + \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta Q_{T,ij,y}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.47)$$

$$P_{T,ij}^+ - P_{T,ij}^- = P_{T,ij}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.48)$$

$$Q_{T,ij}^+ - Q_{T,ij}^- = Q_{T,ij}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.49)$$

$$P_{T,ij}^+ + P_{T,ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta P_{T,ij,y}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.50)$$

$$Q_{T,ij}^+ + Q_{T,ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta Q_{T,ij,y}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.51)$$

$$0 \leq \Delta P_{T,ij,y} \leq \Delta_{ij}^S; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (4.52)$$

$$0 \leq \Delta Q_{T,ij,y} \leq \Delta_{ij}^S; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (4.53)$$

$$0 \leq P_{T,ij}^+; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.54)$$

$$0 \leq P_{T,ij}^-; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.55)$$

$$0 \leq Q_{T,ij}^+; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.56)$$

$$0 \leq Q_{T,ij}^-; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.57)$$

4.1.7 Modelo Linear Empregado para Resolver os Problemas do PESD

Considerando as restrições apresentadas na seção anterior é possível formular o modelo de PLIM para as estratégias de planejamento (recondutoramento, instalação de BCs, e geradores distribuídos) propostas neste trabalho, desta forma:

$$\text{Minimizar } f_1 + f_2 + f_3 \quad (4.58)$$

Sendo:

$$\begin{aligned} f_1 &= \sum_{\forall T \in \Omega_T / T=1} ce_T \cdot \delta \sum_{\forall ij \in \Omega_l} l_{ij} \cdot R_{i,j} \cdot I_{T,ij}^{sqr} + \sum_{\forall T \in \Omega_T / T > 1} ce_T \cdot \delta \sum_{\forall ij \in \Omega_l} l_{ij} \cdot R_t^r \cdot \Delta I_{T,ij,t}^{sqr} + \\ &\quad \sum_{\forall T \in \Omega_T / T > 1} \sum_{\forall ij \in \Omega_l} D_{T,ij} \\ f_2 &= \sum_{\forall i \in \Omega_b} \sum_{\forall c \in \Omega_c} (\delta_c^{ifx} \cdot w_i^{fx} + \delta_c^{ufx} \cdot N_{i,c}^{fx}) + \sum_{\forall a \in \Omega_a} (\sum_{\forall i \in \Omega_b} \delta_a^{isw} \cdot w_i^{sw} + \delta_a^{usw} \cdot \sum_{\forall T \in \Omega_T / T=1} (Q_{T,i}^{sw} / Q^B)) \\ f_3 &= \sum_{\forall i \in \Omega_b} \sum_{\forall g \in \Omega_g} \delta_g^{idg} \cdot \beta_{i,g} + \sum_{\forall T \in \Omega_T} \sum_{\forall i \in \Omega_b} \sum_{\forall g \in \Omega_g} \delta_g^{gdg} \cdot P_{T,i,g} \cdot \delta \end{aligned}$$

As restrições desse problema são consideradas em detalhes da seguinte maneira:

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{T,ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} P_{T,ij} + l_{ij} \cdot R_{ij} \cdot I_{T,ij}^{sqr} + P_{T,i}^s + \sum_{\forall g \in \Omega_g} P_{T,i,g} = P_{T,i}^D; \forall T \in \Omega_T / T = 1, \forall i \in \Omega_b \quad (4.59)$$

$$\begin{aligned} \sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{T,ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} Q_{T,ij} + l_{ij} \cdot X_{ij} \cdot I_{T,ij}^{sqr} + Q_{T,i}^{s+} + \sum_{\forall g \in \Omega_g} Q_{T,i,g} + Q_{T,i}^{ce} + Q_i^{fx} + Q_{T,i}^{sw} = \\ Q_{T,i}^D; \forall T \in \Omega_T / T = 1, \forall i \in \Omega_b \end{aligned} \quad (4.60)$$

$$\begin{aligned} V_{T,i}^{sqr} - 2(l_{ij} \cdot R_{ij} \cdot P_{T,ij} + \sum_{\forall t \in \Omega_t} l_{ij} \cdot X_{ij} \cdot Q_{T,ij}) - l_{ij} \cdot Z_{ij}^2 \cdot I_{T,ij}^{sqr} - V_{T,j}^{sqr} = 0; \forall T \in \Omega_T / T = 1, \\ \forall ij \in \Omega_l \end{aligned} \quad (4.61)$$

$$\begin{aligned} \sum_{\forall ki \in \Omega_l} P_{T,ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} P_{T,ij} + \sum_{\forall t \in \Omega_t} l_{ij} \cdot R_t^r \cdot \Delta I_{T,ij,t}^{sqr} + P_{T,i}^s + \sum_{\forall g \in \Omega_g} P_{T,i,g} = P_{T,i}^D; \forall T \in \Omega_T / T > 1, \\ \forall i \in \Omega_b \end{aligned} \quad (4.62)$$

$$\sum_{\forall ki \in \Omega_l} Q_{T,ki} - \sum_{\forall ij \in \Omega_l} Q_{T,ij} + \sum_{\forall t \in \Omega_t} l_{ij} \cdot X_t^r \cdot \Delta I_{T,ij,t}^{sqr} + Q_{T,i}^s + \sum_{\forall g \in \Omega_g} Q_{T,i,g} + Q_{T,i}^{ce} + Q_i^{fx} + Q_{T,i}^{sw} = Q_{T,i}^D; \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall i \in \Omega_b \quad (4.63)$$

$$V_{T,i}^{sqr} - 2 \sum_{\forall t \in \Omega_t} l_{ij} \cdot R_t^r \cdot \Delta P_{T,ij,t}^w + l_{ij} \cdot X_t^r \cdot \Delta Q_{T,ij,t}^w - \sum_{\forall t \in \Omega_t} l_{ij} \cdot Z_t \cdot \Delta I_{T,ij,t}^{sqr} - V_{T,j}^{sqr} = 0; \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.64)$$

$$0 \leq -\Delta I_{T,ij,t}^{sqr} + I_{T,ij}^{sqr} \leq M(1 - w_{T,ij,t}); \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (4.65)$$

$$0 \leq \Delta I_{T,ij,t}^{sqr} \leq M \cdot w_{T,ij,t}; \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (4.66)$$

$$0 \leq -\Delta P_{T,ij,t}^w + P_{T,ij} \leq M \cdot (1 - w_{T,ij,t}); \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (4.67)$$

$$0 \leq \Delta P_{T,ij,t}^w \leq M \cdot w_{T,ij,t}; \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (4.68)$$

$$0 \leq -\Delta Q_{T,ij,t}^w + Q_{T,ij} \leq M \cdot (1 - w_{T,ij,t}); \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (4.69)$$

$$0 \leq \Delta Q_{T,ij,t}^w \leq M \cdot w_{T,ij,t}; \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (4.70)$$

$$V_{nom}^2 \cdot I_{T,ij}^{sqr} = \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta P_{T,ij,y} + \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta Q_{T,ij,y}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.71)$$

$$P_{T,ij}^+ - P_{T,ij}^- = P_{T,ij}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.72)$$

$$Q_{T,ij}^+ - Q_{T,ij}^- = Q_{T,ij}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.73)$$

$$P_{T,ij}^+ + P_{T,ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta P_{T,ij,y}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.74)$$

$$Q_{T,ij}^+ + Q_{T,ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta Q_{T,ij,y}; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.75)$$

$$0 \leq \Delta P_{T,ij,y} \leq \Delta_{ij}^S; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (4.76)$$

$$0 \leq \Delta Q_{T,ij,y} \leq \Delta_{ij}^S; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in 1..Y \quad (4.77)$$

$$0 \leq P_{T,ij}^+; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.78)$$

$$0 \leq P_{T,ij}^-; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.79)$$

$$0 \leq Q_{T,ij}^+; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.80)$$

$$0 \leq Q_{T,ij}^-; \forall T \in \Omega_T, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.81)$$

$$0 \leq I_{T,ij}^{sqr} \leq (\bar{I})^2; \forall T \in \Omega_T/T = 1, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.82)$$

$$0 \leq I_{T,ij}^{sqr} \leq \sum_{\forall t \in \Omega_t} (I_t^k)^2 \cdot w_{T,ij,t}; \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.83)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{T,i}^{sqr} \leq \bar{V}^2; \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b \quad (4.84)$$

$$\sum_{\forall t \in \Omega_t} w_{T,ij,t} = 1; \forall T \in \Omega_T > 1, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.85)$$

$$\sum_{\forall t \in \Omega_t} I_t^k \cdot w_{T-1,ij,t} \leq \sum_{\forall t' \in \Omega_t} I_{t'}^k \cdot w_{T,ij,t'}; \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.86)$$

$$D_{T,ij} = \sum_{\forall t' \in \Omega_t} \delta_{t'}^{uc} \cdot w_{T,ij,t'} - \sum_{\forall t \in \Omega_t} \delta_t^{uc} \cdot w_{T-1,ij,t}; \forall T \in \Omega_T/T > 1, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.87)$$

$$0 \leq P_{T,i,g} \leq \bar{P}_g \cdot \beta_{i,g}; \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b, \forall g \in \Omega_g \quad (4.88)$$

$$0 \leq Q_{T,i,g} \leq \bar{Q}_g \cdot \beta_{i,g}; \forall T \in \Omega_T, \forall i \in \Omega_b, \forall g \in \Omega_g \quad (4.89)$$

$$\sum_{\forall i \in \Omega_b} \beta_{i,g} = 1; \forall g \in \Omega_g \quad (4.90)$$

$$\sum_{\forall g \in \Omega_g} \sum_{\forall i \in \Omega_b} \beta_{i,g} \leq |\Omega_g| \quad (4.91)$$

$$Q_i^{fx} = \sum_{\forall c \in \Omega_c} \sum_{p=1}^{\bar{N}^{fx}} Q_c^{fx} \cdot D_{i,c,p}^{fx}; \forall i \in \Omega_b \quad (4.92)$$

$$N_{i,c}^{fx} = \sum_{p=1}^{\bar{N}^{fx}} Y_{i,c,p}^{fx}; \forall i \in \Omega_b, \forall c \in \Omega_c \quad (4.93)$$

$$0 \leq D_{i,c,p}^{fx} \leq w_i^{fx}; \forall i \in \Omega_b, \forall c \in \Omega_c, \forall p \in 1.. \bar{N}^{fx} \quad (4.94)$$

$$0 \leq D_{i,c,p}^{fx} \leq Y_{i,c,p}^{fx}; \forall i \in \Omega_b, \forall c \in \Omega_c, \forall p \in 1.. \bar{N}^{fx} \quad (4.95)$$

$$w_i^{fx} + Y_{i,c,p}^{fx} - 1 \leq D_{i,c,p}^{fx} \leq 1; \forall i \in \Omega_b, \forall c \in \Omega_c, \forall p \in 1.. \bar{N}^{fx} \quad (4.96)$$

$$\sum_{\forall i \in \Omega_b} w_i^{fx} \leq \bar{N}^{fx} \quad (4.97)$$

$$N_{i,c}^{fx} \leq \bar{N}_c^b; \forall i \in \Omega_b, \forall c \in \Omega_c \quad (4.98)$$

$$Q_{T,i}^{sw} = \sum_{\forall a \in \Omega_a} D_{i,T,a}^{sw} \cdot Q_a^{sw}; \forall i \in \Omega_b, \forall T \in \Omega_T \quad (4.99)$$

$$0 \leq D_{i,T,a}^{sw} \leq w_i^{sw}; \forall i \in \Omega_b, \forall T \in \Omega_T, \forall a \in \Omega_a \quad (4.100)$$

$$0 \leq D_{i,T,a}^{sw} \leq Y_{T,a}^{sw}; \forall i \in \Omega_b, \forall T \in \Omega_T, \forall a \in \Omega_a \quad (4.101)$$

$$w_i^{sw} + Y_{T,a}^{sw} - 1 \leq D_{i,T,a}^{sw} \leq 1; \forall i \in \Omega_b, \forall T \in \Omega_T, \forall a \in \Omega_a \quad (4.102)$$

$$\sum_{\forall i \in \Omega_b} w_i^{sw} \leq \bar{N}^{sw} \quad (4.103)$$

$$w_i^{fx} + w_i^{sw} \leq 1; \forall i \in \Omega_b \quad (4.104)$$

4.1.8 Considerações Finais do Capítulo

No presente capítulo, a formulação matemática empregada para auxiliar o PESD através das estratégias do recondutoramento de condutores, alocação de GD, e instalação de BCs foi apresentada, além das considerações/hipóteses empregadas no modelo desenvolvido. Desta forma, o modelo linear obtido através do conjunto de expressões baseadas no método Big-M e em Franco, Rider e Romero (2016),

Franco et al. (2013) e Tabares et al. (2016), garante a solução ótima global por meio do emprego do *solver* comercial CPLEX (IBM, 2016).

Com a modelagem desenvolvida neste capítulo serão realizadas simulações considerando diferentes cenários para SDEE testes, como apresentado no Capítulo 5.

5 Resultados e discussões

Este capítulo apresenta os resultados e análises referentes as simulações efetuadas empregando o modelo de PLIM para o recondutoramento de condutores, alocação de GDs, e instalação de BCs. Este modelo foi validado utilizando os sistemas 27 e 136 nós, (VAHID et al., 2009), (GALLEGO; MONTICELLI; ROMERO, 2001). O modelo de PLIM foi implementado no AMPL e resolvido através do *solver* CPLEX. As simulações foram feitas empregando um computador com as seguintes características: Intel[®] Core[™] i-5 7400 CPU @ 3.0 GHz com 16 GB de memória RAM.

Para os SDEEs testados foram considerados $Q_c^{fx} = 300$ kVar com $\delta_c^{ifx} = \$1000,0$ e $\delta_c^{ufx} = \$900,0$. Estipulou-se Q_a^{sw} com capacidades de 300 kVar, 600 kVar, 900 kVar, e 1200 kVar, com $\delta_a^{isw} = \$1000,0$ e $\delta_a^{usw} = \$900,0$.

Os custos referentes aos capacitores foram retirados de Pereira et al. (2016). GDs com capacidade de geração de 180 kW e 300 kW, e f.p. de 0,95 para ambos os casos, são considerados. Além disso, os respectivos custos de instalação das unidades de GDs são \$5400,0 (menor capacidade) e \$9000,0 (maior capacidade). O custo de geração para ambos os casos são de 0,045 \$/MWh. Os custos de instalação e geração da GD foram retirados de Adefarati e Bansal (2016). M considera um valor de 1000000. O valor de ce_T relacionado com perdas comerciais no sistema é de 0,06 \$/kWh durante o horizonte de planejamento de curto prazo, considerando três períodos, com 8760 horas de operação por período (YAMASHITA; PAREJA, 2016). Além disso, uma taxa de crescimento de 4 % é considerada para cada período. O número máximo de capacitores fixos e chaveados que podem ser instalados em todo o sistema é equivalente a 5, enquanto que o número máximo de capacitores fixos e chaveados que podem instalados em cada nó é igual a 5. Os resultados obtidos com a formulação matemática proposta são apresentados no formato de Tabelas e Gráficos.

A análise dos sistemas testes começa para $T=1$ que considera a presença da alocação de GDs, e instalação de capacitores fixos e/ou chaveados como parte da dinâmica operacional da rede. Para $T>1$ a técnica do recondutoramento, alocação de GDs, e instalação de capacitores são empregados com a finalidade de oferecer

benefícios operacionais e econômicos ao SDEE. Cinco diferentes alternativas de operação foram considerados neste trabalho, tais como:

- **Alternativa 1-** Sistema Inicial (**SI**);
- **Alternativa 2-** Sistema Recondutorado (**RE**);
- **Alternativa 3-** Sistema Recondutorado com alocação de GDs (**RE+GD**);
- **Alternativa 4-** Sistema Recondutorado com instalação de capacitores fixos e/ou chaveados (**RE+CAP**);
- **Alternativa 5-** Sistema Recondutorado com instalação de capacitores e alocação de GDs (**RE+CAP+GD**).

Os resultados serão apresentados para cada sistema teste, como mostrado nas subseções 5.0.1 e 5.0.7.

5.0.1 Sistema de 27 Nós

O sistema de 27 nós apresenta uma potência base de 10 MVA e a carga total do sistema é equivalente a 4255,32 kW + j2716,91 kVar. Os limites para a magnitude da tensão foi de 0,93 p.u. e 1,05 p.u., respectivamente. Os dados elétricos dos condutores estão disponíveis em Vahid et al. (2009), e Falaghi et al. (2005) ou via autores. A Tabela 5.1 apresenta as características elétricas dos condutores do sistema de 27 nós.

Tabela 5.1: Características elétricas dos condutores para o sistema de 27 nós.

Condutor Elétrico	Resistência $[\frac{\Omega}{km}]$	Reatância $[\frac{\Omega}{km}]$	Custo $[\frac{\$}{km}]$	Corrente Máxima [A]
1/0	0,1576	0,2277	151	400
2/0	0,2712	0,2464	81	308
3/0	0,2733	0,2506	70	288
4/0	0,4545	0,2664	48	212
5/0	0,7822	0,2835	31	150

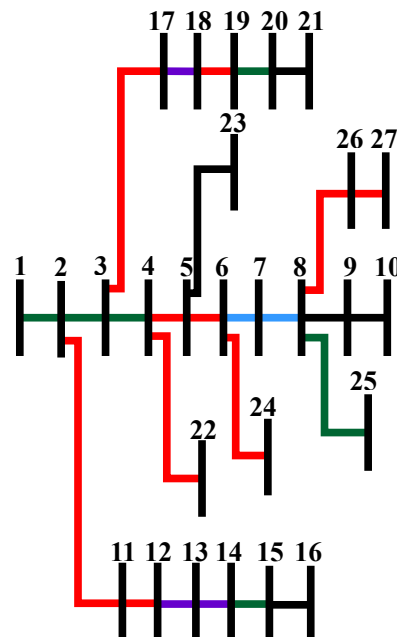
A configuração inicial para o SDEE de 27 nós é apresentada na Tabela 5.2, na qual, são mostrados os ramos com os seus respectivos condutores. Os dados pertencentes a Tabela 5.2 foram utilizados para representar a configuração do sistema de 27 nós sem a presença de nenhuma alternativa proposta nesta dissertação capaz de auxiliar nos problemas do PESD.

Tabela 5.2: Configuração inicial dos condutores para o sistema de 27 nós.

Seção	Nó	Nó início	Condutor final	Seção inicial	Nó início	Nó fim	Condutor inicial
1	1	2	4	14	14	15	4
2	2	3	4	15	15	16	5
3	3	4	4	16	3	17	1
4	4	5	1	17	17	18	3
5	5	6	1	18	18	19	1
6	6	7	2	19	19	20	4
7	7	8	2	20	20	21	5
8	8	9	5	21	4	22	5
9	9	10	5	22	5	23	5
10	2	11	1	23	6	24	5
11	11	12	1	24	8	25	4
12	12	13	3	25	8	26	1
13	13	14	3	26	26	27	1

A Figura 5.1 representa a topologia inicial do sistema de 27 nós com a configuração de condutores apresentada na Tabela 5.2. Os condutores do tipo 1,2,3,4, e 5 são representados pelas cores vermelha, azul, lilás, verde, e preto, respectivamente.

Figura 5.1: Topologia inicial do sistema de 27 nós.



Fonte: Autoria própria.

O sistema de 27 nós foi analisado para os cinco estados de operação, com a finalidade de determinar a melhor alternativa no âmbito técnico e econômico. Para todos os casos o parâmetro Y foi fixado em 100.

5.0.2 SI-27:

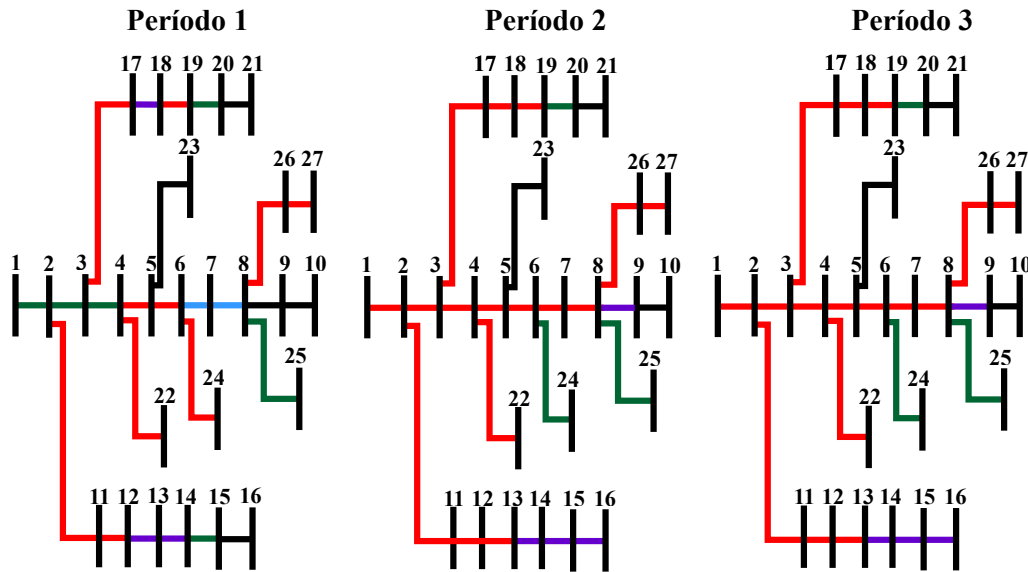
Para este primeiro estado de operação, o sistema de 27 nós apresentou uma função objetivo equivalente a \$4.6499,0. Esta função objetivo está relacionada com as perdas de potência ativa originada pelos três períodos. Neste estado, foi executado um fluxo de potência baseado no método de varredura (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995). Os resultados apresentados na Tabela 5.3 mostram que não houve a presença de nenhuma alternativa proposta nesta dissertação capaz de auxiliar nos problemas do PESD.

5.0.3 RE-27:

Para este estado de operação o recondutoramento de condutores foi empregado para um conjunto de ramos após o primeiro período. O CPLEX encontrou uma função objetivo de \$28.659,5 em 21,91 segundos. Para $T=2$, os ramos reconduzidos com o condutor tipo 1 são 1-2, 2-3, 3-4, 6-7, 7-8, 12-13, e 17-18, enquanto os ramos 8-9, 14-15, e 15-16 consideram o tipo 3, e o tipo 4 reconduziu o ramo 6-24. Para $T=3$, os ramos 1-2, 2-3, 3-4, 6-7, 7-8, 12-13, e 17-18 foram reconduzidos com o condutor tipo 1, enquanto os ramos 8-9, 14-15, e 15-16 com o condutor tipo 3. O condutor tipo 4 foi empregado para reconduzir o ramo 6-24.

A Figura 5.2, apresenta a topologia final do sistema de 27 barras para o estado de operação RE. Nota-se que para $T=1$ a topologia do sistema de 27 nós apresentou semelhante a configuração inicial de condutores demonstrada na Figura 5.1. Para $T>1$ é possível observar o emprego do recondutoramento de condutores para auxiliar na redução das perdas de potência ativa, e incremento dos níveis de tensão.

Figura 5.2: Topologia final do sistema de 27 nós apresentado pelo estado de operação RE-27, considerando os três períodos, respectivamente.



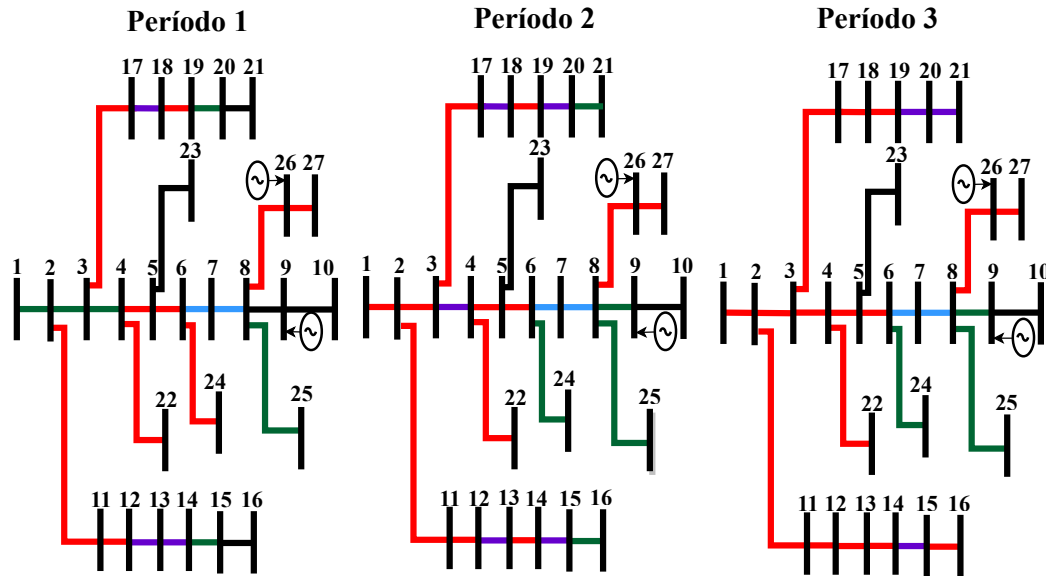
Fonte: Autoria Própria.

5.0.4 RE+GD-27:

Neste estado de operação o CPLEX encontrou uma função objetivo de \$605.314,0 em 85,32 segundos. Em todos os períodos houve instalação de GDs. A alocação da GD foi efetuada nos nós 9 e 26 com potência de geração de 300 kW e 180 kW, respectivamente. Para $T=2$, os ramos 1-2, 2-3 foram reconduzados com o condutor tipo 1, enquanto os ramos 3-4, 14-15, e 19-20 com o condutor tipo 3. Os ramos 8-9, 15-16, 20-21, e 6-24 foram reconduzados com o condutor tipo 4. Para $T=3$, os ramos 3-4, 12-13, 15-16, e 17-18 foram reconduzados com o condutor tipo 1. O condutor tipo 3 foi utilizado para reconduzados o ramo 20-21. Os resultados para este estado de operação mostram redução das perdas de potência de 21,52%, 15,64%, 19,25% para $T=1$, $T=2$ e $T=3$, respectivamente, e incremento dos níveis de tensão em relação ao estado RE-27. O estado RE+GD-27 embora ofereça benefícios operacionais apresenta um alto custo de investimento com aquisição das GDs, o que faz com que a função objetivo apresente um alto custo.

A Figura 5.3 apresenta a topologia do sistema de 27 nós para o estado de operação RE+GD-27. Nota-se para $T=1$ que a topologia do sistema de 27 nós foi alterada em relação a configuração apresentada na Figura 5.1, devido a alocação de GDs. Para $T>1$ a topologia do sistema de 27 nós emprega o reforço como estratégia para auxiliar no PESD.

Figura 5.3: Topologia final do sistema de 27 nós apresentado pelo estado de operação RE+GD-27, considerando os três períodos, respectivamente.



Fonte: Autoria Própria.

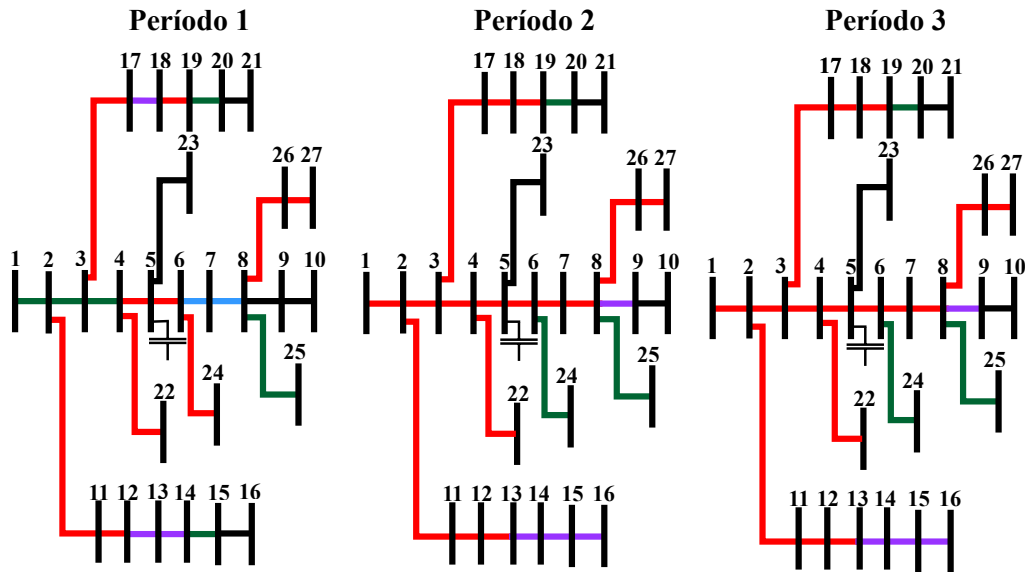
5.0.5 RE+CAP-27:

Para este estado de operação foi possível encontrar uma solução de \$27.375,1 em 202,8 segundos, referente a instalação de capacitores e o recondutoramento de condutores. Para $T=2$, os circuitos 1-2, 2-3, 3-4, 6-7, 7-8, 12-13, e 17-18 foram recondutorados com o condutor tipo 1, enquanto o condutor tipo 3 foi usado para recondutorar os ramos 8-9, 14-15, e 15-16. O ramo 6-24 recondutorou o condutor tipo 4. Para $T=3$, os ramos 1-2, 2-3, 3-4, 6-7, 7-8, 12-13, e 17-18 foram recondutorados com o condutor tipo 1, enquanto o condutor tipo 3 foi empregado para recondutorar os ramos 8-9, 14-15, e 15-16. O condutor tipo 4 recondutorou o ramo 6-24. Para todos os períodos capacitores chaveados foram instalados no nó 5. Para $T=1$ esse capacitor chaveado apresentou capacidade de 300 kVar, enquanto que para $T=2$ e $T=3$ foi instalado um capacitor chaveado de 900 kVar.

Através dos resultados apresentados na Tabela 5.3, o estado RE+CAP-27 apresentou menor redução das perdas de potência ativa em relação ao estado RE+GD-27. Os investimentos associados com a instalação dos capacitores contribuíram para um menor valor de função objetivo comparado com o valor do estado RE+GD-27.

A Figura 5.4 apresenta a topologia do sistema de 27 nós após o emprego do recondutoramento e instalação de BCs. Para $T=1$ houve a instalação de capacitor chaveado no nó 5. Para $T>1$ o recondutoramento de condutores e a instalação de capacitores são empregados como estratégia para auxiliar no PESD.

Figura 5.4: Topologia final do sistema de 27 nós apresentado pelo estado RE+CAP-27, considerando os três períodos, respectivamente.



Fonte: Autoria Própria.

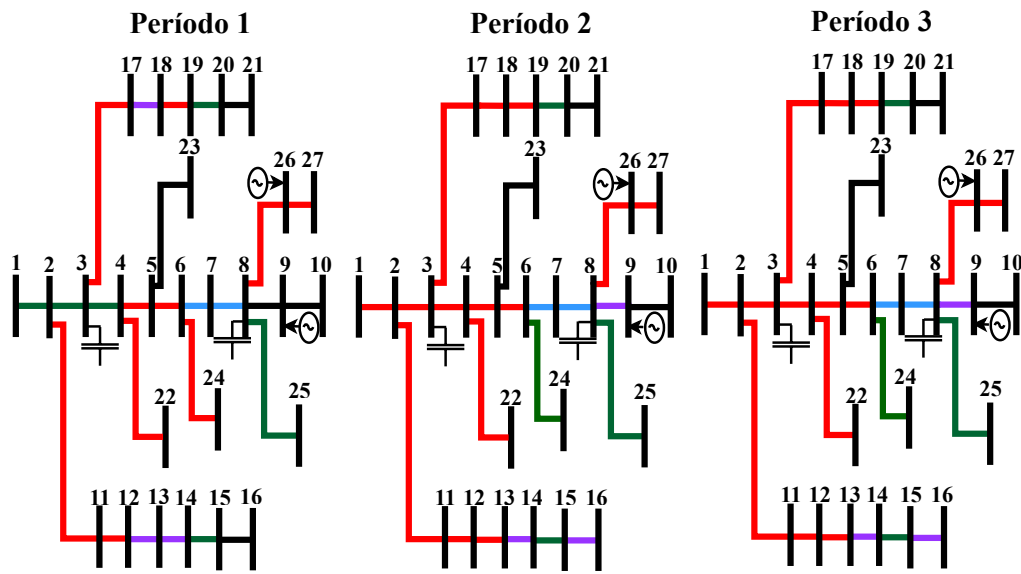
5.0.6 RE+CAP+GD-27:

Para este último estado de operação foi possível encontrar uma solução de \$5.883.606,0 em 458,1 segundos. Este estado de operação é considerado o mais completo em relação ao PESD. Para todos os períodos foram instalados capacitores e geradores. Para $T=2$, os ramos 1-2, 2-3, 3-4, 12-13, e 17-18 foram reconduzidos com o condutor tipo 1. Os ramos 8-9, e 15-16 foram reconduzidos com o condutor tipo 3, enquanto o condutor tipo 4 foi usado para reconduzir o ramo 6-24. Para $T=3$, os ramos reconduzidos com o condutor tipo 1 são 1-2, 2-3, 3-4, 12-13, e 17-18. Os ramos 8-9, e 15-16 foram reconduzidos com o condutor tipo 3, o condutor tipo 4 foi usado para reconduzir o ramo 6-24. A alocação da GD foi feita nos nós 9 e 26 com potência de geração de 300 kW e 180 kW, respectivamente. A instalação de capacitores chaveados com capacidade de 1200 kVar foi efetuada para $T=2$ e $T=3$ no nó 3. Além disso, no nó 8 um capacitor fixo de 600 kVar foi instalado.

Neste estado de operação o valor fornecido pela função objetivo foi alto, devido a instalação de geradores, capacitores, e do reconduzimento de condutores. Comparando o cenário RE+CAP-27 com o teste RE+CAP+GD-27, é possível notar que apenas a instalação dos BCs junto com a técnica do reconduzimento de condutores são capazes de garantir melhorias técnicas e econômicas ao longo do planejamento do sistema de 27 nós, sem a necessidade de altos investimentos, como visto na Tabela 5.3.

A Figura 5.5 apresenta a topologia do sistema de 27 nós para o estado de operação RE+CAP+GD-27 para os três períodos. Para $T=1$ a topologia do sistema de 27 nós foi alterada com a presença da alocação de geradores, e instalação de capacitores fixos e chaveados. Para $T>1$ todas as alternativas apresentadas neste trabalho foram utilizadas como estratégia para auxiliar no PESD.

Figura 5.5: Topologia final do sistema de 27 nós apresentado pelo estado RE+CAP+GD-27, considerando os três períodos, respectivamente.



Fonte: Autoria Própria.

A Tabela 5.3 apresenta os resultados mais detalhado para cada estado de operação, considerando os três períodos empregados. Os custos de investimentos estão associados a uma estratégia selecionada em cada estado, enquanto os custos das perdas representam o somatório das perdas de potência para os três períodos.

Tabela 5.3: Representação dos resultados do sistema de 27 nós, considerando os cinco estados de operação.

Teste	Custo Perdas (\$)	Custo Invest. (\$)	Potência Instalada (kW or kVAR)			Perdas de Potência (kW)			Mag. Tensão Min. (p.u)			Tempo (seg)	
			Período			Período			Período				
			Nó	1	2	3	1	2	3	1	2		3
1 SI	46.499,0	-	-	-	-	27,2124	29,4400	31,8161	0,9886	0,9882	0,9878	-	
2 RE	27.931,5	728,00	-	-	-	27,2124	12,4627	13,4671	0,9895	0,9939	0,9934	21,91	
3 RE+GD	22.466,0	58.2848,0	9	300*	300*	300*	21,3563	10,5131	10,8737	0,9917	0,9947	0,9947	85,32
			26	180*	180*	180*							
4 RE+CAP	24.747,1	2.628,0	5	300 Δ	300 Δ	900 Δ	25,1260	10,5296	11,4278	0,9904	0,9952	0,9952	202,8
5 RE+CAP+	17.170,0	5.866.436,0	3	0	1200 Δ	1200 Δ	17,3011	7,3383	8,0727	0,9934	0,9960	0,9956	458,1
			8	600 Δ	600 Δ	600 Δ							
GD			9	300*	300*	300*							
			26	180*	180*	180*							

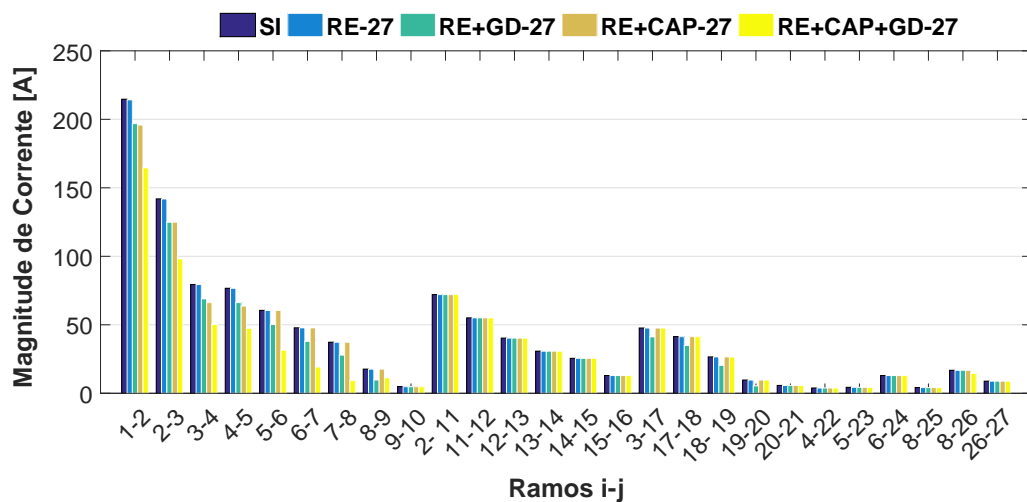
* Alocação ótima de GDs. Δ Alocação Ótima de Capacitores.

Como é possível notar na Tabela 5.3, o estado de operação RE+CAP+GD-27 através do recondutoramento de condutores, a alocação de GDs, e instalação de capacitores fixos e chaveados permitiu redução das perdas de potência para todos os períodos, como também melhorou os valores de tensão mínima, porém o

custo de investimento apresentou um valor alto devido ao custo de aquisição da GD. Logo, considerando o âmbito econômico a melhor estratégia a ser aplicada é o estado RE+CAP-27, pois com um baixo investimento foi capaz de alterar a dinâmica do SDEE, uma vez que ofereceu benefícios econômicos e técnicos.

A Figura 5.6 apresenta o comportamento das magnitudes de corrente para os todos os cenários de teste discutido neste trabalho referentes ao sistema de 27 nós. Estes valores de corrente foram retirados de $T=3$, pois representa a demanda máxima. Nos ramos 1-2, 2-3, 3-4, 5-6, 6-7, e 7-8 a maior diminuição da magnitude de corrente foi obtida com o estado de operação RE+CAP+GD-27. A principal contribuição desta diminuição de corrente é a redução das perdas de potência, como pode ser analisado na Tabela 5.3. Para os ramos 19-20 e 17-18 reconduzidos com o condutor tipo 3 e tipo 1, respectivamente, o estado de operação RE+GD-27 mostrou eficaz na diminuição da magnitude de corrente, e conseqüentemente na redução das perdas de potência em comparação com os estados SI-27 e RE-27, como visto na Tabela 5.3.

Figura 5.6: Magnitude da corrente para o sistema de 27 nós considerando os cinco estados de operação, para $T=3$ (demanda máxima).

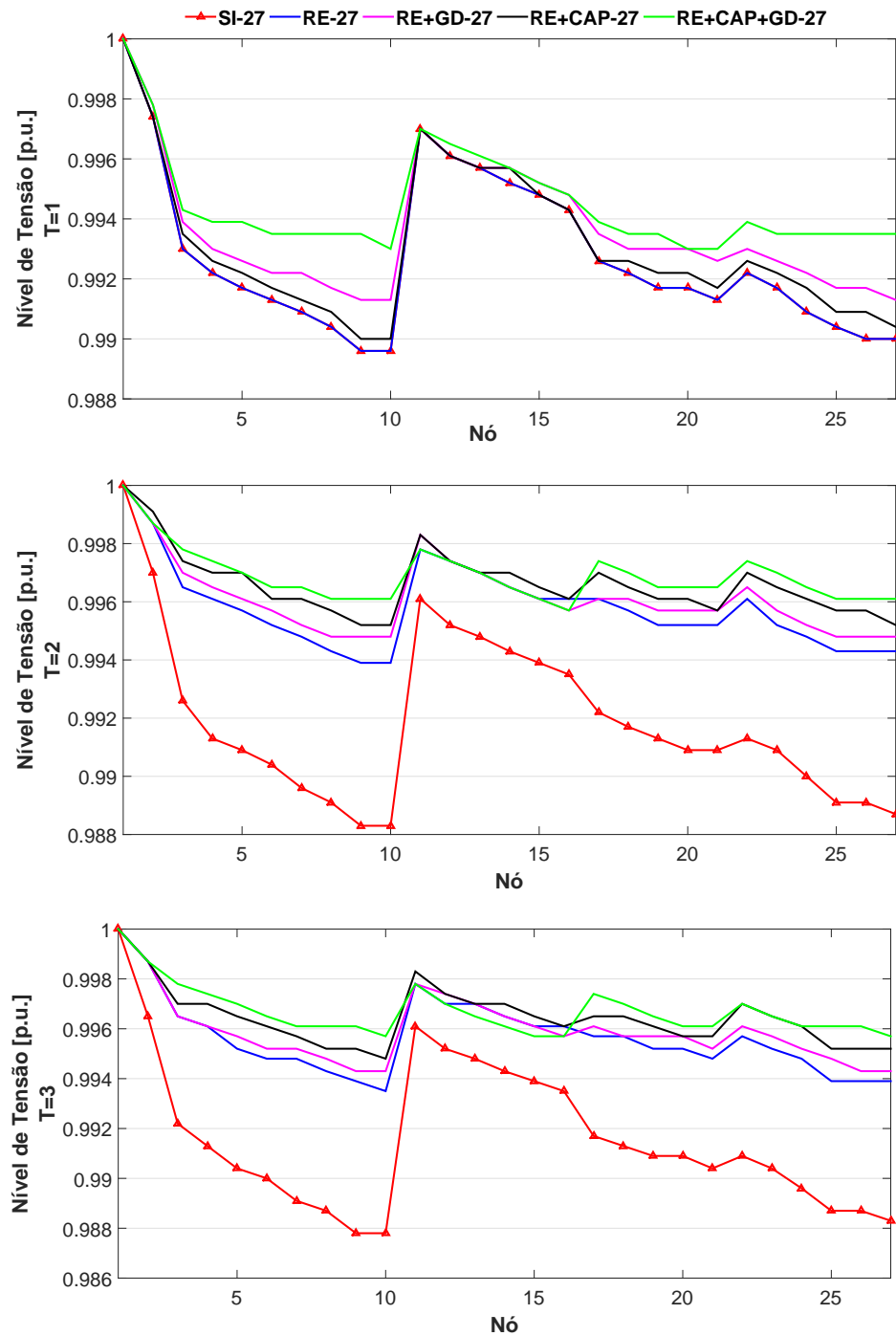


Fonte: Autoria própria.

A Figura 5.7 representa o comportamento dos níveis de tensão para o sistema de 27 nós ao longo do horizonte de planejamento. Para cada período caracterizado por um conjunto de níveis de tensão, o estado de operação RE+CAP+GD-27 apresenta uma melhoria no perfil de tensão do sistema de 27 nós, devido à alocação e dimensionamento ótimo de GDs e instalação de capacitores. Para $T=3$ é adotado o maior crescimento da demanda, desta forma, é possível observar a melhoria no incremento dos níveis de tensão do estado SI-27 para RE+CAP+GD-27, uma vez que a tensão mínima do SI-27 fixada em 0,9878 p.u. foi incrementada

para 0,9956 p.u. através do recondutoramento de condutores, alocação de GDs e instalação de capacitores fixos e chaveados.

Figura 5.7: Comportamento dos níveis de tensão para o sistema de 27 nós para todos estados de operação e períodos.

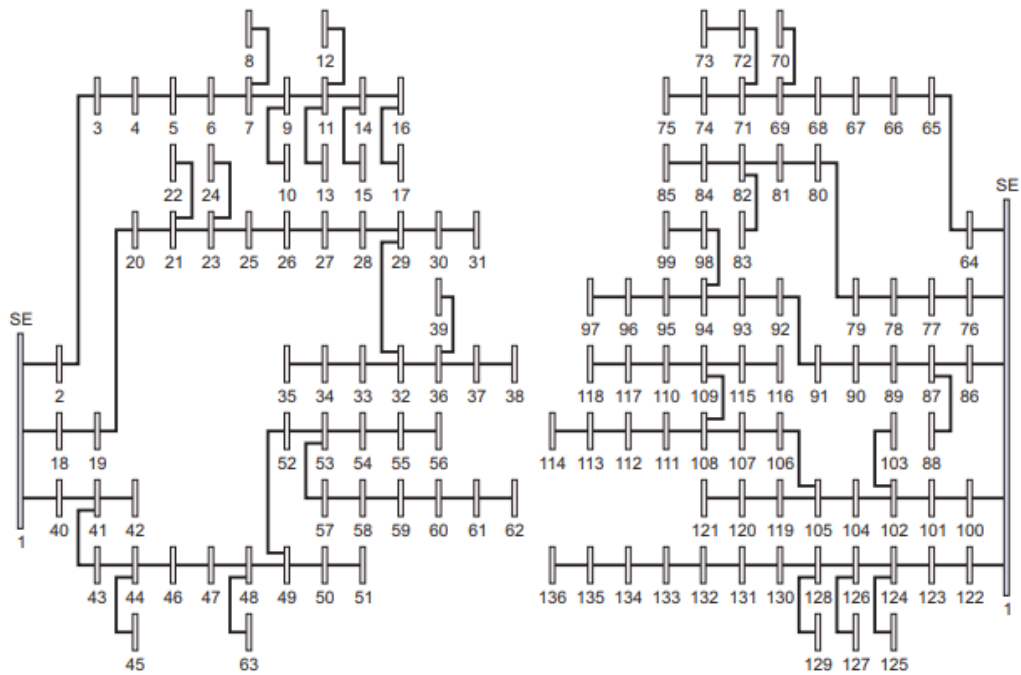


Fonte: Autoria própria.

5.0.7 Sistema de 136 Nós

Esta rede é parte do SDEE de Três Lagoas, Brasil. Este sistema possui um nível de tensão de 13,8 kV e uma carga total de $(18.313, 81 + j7932, 53)$ kVA. Os dados estão disponíveis em (GALLEGO; MONTICELLI; ROMERO, 2001) ou via autores. Para todos os testes, o valor de $\bar{V} = 0,93$ p.u e $\underline{V} = 1,05$ p.u. Para todos os casos, o parâmetro Y foi estipulado em 5. A Figura 5.8 apresenta a topologia inicial do sistema de 136 nós.

Figura 5.8: Diagrama unifilar do sistema de 136 nós.



Fonte: (GONÇALVES, 2013)

A Tabela 5.4 apresenta as características elétricas dos condutores empregados no sistema de 136 nós.

Tabela 5.4: Características elétricas dos condutores para o sistema de 136 nós.

Condutor	Resistência $\left[\frac{\Omega}{Km}\right]$	Reatância $\left[\frac{\Omega}{Km}\right]$	Custo $\left[\frac{\$}{Km}\right]$	Corrente Máxima [A]
1	0,3089	0,1021	1000	100
2	0,21753	0,21721	3000	300
3	0,20824	0,48071	5000	500
4	0,18197	0,42008	6000	550

No apêndice A é apresentado a topologia inicial do sistema de 136 nós empregada neste trabalho.

O sistema de 136 nós foi analisado para os cinco estados de operação, com o objetivo de localizar a melhor estratégica que ofereça benefícios técnicos e econômicos para o PESD.

5.0.8 SI-136:

Para este primeiro estado de operação, o sistema de 136 nós apresentou uma função objetivo de \$761.749,0. Este valor está relacionado com o custo das perdas de potência ativa ao longo do horizonte de planejamento. Um fluxo de potência baseado no método de varredura (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995) foi utilizado para o cálculo do ponto de operação em regime permanente. Através dos resultados apresentados na Tabela 5.5 é possível observar que não houve presença de nenhuma alternativa proposta nesta dissertação.

5.0.9 RE-136:

O recondutoramento de condutores foi empregado para um conjunto de ramos após $T=1$. Para este estado de operação, o CPLEX encontrou uma função objetivo de \$743.427,0 em 28,02 segundos. Para $T=2$ os ramos que foram reconduzidos pelo condutor tipo 2 são 1-40, 40-41, 41-43, 43-44, 44-46, 46-47, 48-49, 1-64, 64-65, 65-66, 66-67, 67-68, 1-76, 76-77, 77-78, 78-79, 79-80, 1-86, 86-87, 87-88, 87-89, 89-90, 1-100, 100-101, 101-102, 102-104, 104-105, 105-106, 106-107, 1-122, 122-123, 123-124, 126-128, 128-130, 130-131, e 131-132, enquanto os ramos 47-48, e 124-126 foram reconduzidos pelo condutor tipo 3. Para $T=3$, os ramos 1-40, 40-41, 41-43, 43-44, 44-46, 46-47, 48-49, 1-64, 64-65, 65-66, 66-67, 67-68, 1-76, 76-77, 77-78, 78-79, 79-80, 1-86, 86-87, 87-88, 87-89, 89-90, 1-100, 100-101, 101-102, 102-104, 104-105, 105-106, 106-107, 1-122, 122-123, 123-124, 126-128, 128-130, 130-131, e 131-132 foram reconduzidos pelo condutor tipo 2. O condutor tipo 3 foi empregado para reconduzir os ramos 47-48, e 124-126. Comparando este estado de operação com SI-136, é possível visualizar que houve uma redução das perdas de potência ativa de 18,85% e 18,92%, para $T=2$ e $T=3$, respectivamente.

5.0.10 RE+GD-136:

Para este estado de operação o CPLEX encontrou uma função objetivo de \$1.277.336,72 em 299,0 segundos. Para T=2, os ramos 1-40, 40-41, 41-43, 43-44, 44-46, 46-47, 47-48, 48-49, 1-64, 64-65, 65-66, 66-67, 67-68, 1-76, 76-77, 77-78, 78-79, 79-80, 1-86, 86-87, 87-88, 87-89, 89-90, 1-100, 100-101, 101-102, 102-104, 104-105, 105-106, 106-107, 1-122, 122-123, 123-124, 124-126, 126-128, 128-130, 130-131, e 131-132 foram reforçados pelo condutor tipo 2. Para T=3, o condutor tipo 2 foi usado para reconduzir os ramos 1-40, 40-41, 41-43, 43-44, 44-46, 46-47, 47-48, 48-49, 1-64, 64-65, 65-66, 66-67, 67-68, 1-76, 76-77, 77-78, 78-79, 79-80, 1-86, 86-87, 87-88, 87-89, 89-90, 1-100, 100-101, 101-102, 102-104, 104-105, 105-106, 106-107, 1-122, 122-123, 123-124, 124-126, 126-128, 128-130, 130-131, e 131-132. Em todos os períodos houve instalação de GDs. A alocação da GD foi efetuada nos nós 60 e 35, com potência de geração de 300 kW e 180 kW, respectivamente. Comparando este estado de operação com o RE-136, é possível analisar que a alocação de GDs reduz as perdas de potência ativa, e incrementa os níveis de tensão, embora apresente alto custo de implementação.

5.0.11 RE+CAP-136:

Para este estado de operação foi possível encontrar uma solução de \$685.914,18, referente a instalação de capacitores e o reconduzimento de condutores. O CPLEX localizou este valor em 485,42 segundos. Para T=2, os ramos 1-40, 40-41, 41-43, 43-44, 44-46, 46-47, 47-48, 48-49, 1-64, 64-65, 65-66, 1-76, 76-77, 77-78, 78-79, 79-80, 1-86, 86-87, 87-88, 87-89, 89-90, 1-100, 100-101, 101-102, 102-104, 104-105, 105-106, 106-107, 1-122, 122-123, 123-124, 124-126, 126-128, 128-130, 130-131, e 131-132 foram reconduzidos com o condutor tipo 2. Para T=3, o condutor tipo 2 foi utilizado para reconduzir os ramos 1-40, 40-41, 41-43, 43-44, 44-46, 46-47, 47-48, 48-49, 1-64, 64-65, 65-66, 1-76, 76-77, 77-78, 78-79, 79-80, 1-86, 86-87, 87-88, 87-89, 89-90, 1-100, 100-101, 101-102, 102-104, 104-105, 105-106, 106-107, 1-122, 122-123, 123-124, 124-126, 126-128, 128-130, 130-131, e 131-132. Capacitores fixos foram instalados no nó 9 com capacidade de 600 kVar, no nó 69 com capacidade de 300 kVar, e no nó 106 com capacidade de 900 kVar. Estes capacitores fixos foram instalados nos três períodos. Os capacitores chaveados foram instalados nos nós 28, 48 e 130, com capacidade de 900 kVar para T=1, 600 kVar para T=2, e 600 kVar para T=3.

Através dos resultados apresentados na Tabela 5.5, o estado RE+CAP-136 apresentou menor redução das perdas de potência ativa para T=1 e T=2, mas

melhorou os níveis de tensão do sistema de 136 nós em relação ao estado RE+GD-136. O investimento associado com a instalação de capacitores contribuiu para um menor valor de função objetivo comparado com o valor oferecido pelo estado RE+GD-136. A redução da função objetivo do estado RE+CAP-136 para o estado RE+GD-136 foi de 46,30%.

5.0.12 RE+CAP+GD-136:

Para este último cenário foi possível encontrar uma função objetivo de \$694.699,53 em 423,92 segundos. Para $T=2$, os ramos 1-40, 40-41, 41-43, 43-44, 44-46, 46-47, 47-48, 48-49, 53-57, 1-64, 64-65, 65-66, 66-67, 67-68, 1-76, 76-77, 77-78, 79-80, 81-82, 1-86, 86-87, 87-88, 87-89, 89-90, 1-100, 100-101, 101-102, 102-104, 104-105, 105-106, 106-107, 1-122, 123-124, 124-126, 126-128, 128-130, 130-131, e 131-132 foram reconduzidos pelo condutor tipo 2, enquanto os ramos 78-79, e 122-123 pelo condutor tipo 3. Para $T=3$, o condutor tipo 2 foi empregado para reconduzir os ramos 1-40, 40-41, 41-43, 43-44, 44-46, 46-47, 47-48, 48-49, 53-57, 1-64, 64-65, 65-66, 66-67, 67-68, 1-76, 76-77, 77-78, 79-80, 81-82, 1-86, 86-87, 87-88, 87-89, 89-90, 1-100, 100-101, 101-102, 102-104, 104-105, 105-106, 106-107, 1-122, 123-124, 124-126, 126-128, 128-130, 130-131, e 131-132, enquanto o condutor tipo 3 foi utilizado para reconduzir os ramos 78-79, e 122-123. Para este estado de operação não houve instalação de GDs. Capacitor fixo com capacidade de 600 kVar foi instalados no nó 46, no nó 53 foi instalado um capacitor fixo de 300 kVar, e no nó 82 um capacitor fixo de 900 kVar foi instalado. Esses capacitores fixos foram instalados para os três períodos. Capacitores chaveados com capacidade de 300 kVar para $T=1$, 600 kVar para $T=2$ e $T=3$ foram instalados nos nós 9, 28, 89 e 126. Comparando este estado com o RE+CAP-136 é possível observar redução das perdas de potência ativa para $T=2$ e $T=3$, além dos incrementos dos níveis de tensão para o sistema de 136 nós.

A Tabela 5.5 apresenta os resultados mais detalhado para cada estado de operação, considerando os três períodos empregados. Os custo das perdas representam o somatório das perdas de potência para os três períodos. Os custos de investimentos estão associados a uma estratégia selecionada em cada estado. Além disso, a tensão mínima para os três períodos dos cinco diferentes estados de operação são apresentadas. Também são mostradas os nós que foram alocados GDs, ou instalados capacitores fixos e/ou chaveados. Cada estado de operação foi analisado através da eficiência computacional apresentada.

Tabela 5.5: Representação dos resultados do sistema de 136 nós, considerando os cinco casos de estudo.

Teste	Custo Perdas (\$)	Custo Inves. (\$)	Potência Instalada (kW or kVAr)			Perdas de Potência (kW)			Mag. Tensão Min. (p.u)			Tempo (seg)	
			Nó	Período			Período			Período			
				1	2	3	1	2	3	1	2		3
1 SI	761749,0	-	-	-	-	-	458,995	482,876	507,423	0,9629	0,9616	0,9603	-
2 RE	663427,0	80000,0	-	-	-	-	458,995	391,82	411,413	0,9629	0,9646	0,9634	28,02
3 RE+GD	619288,72	658048,0	60	300 ^Δ	300 ^Δ	300 ^Δ	420,859	369,402	387,99	0,9673	0,9659	0,9652	299,0
4 RE+CAP	594414,18	91500,0	35	180*	180*	180*	373,732	354,079	403,114	0,9665	0,9705	0,9694	485,42
			9	600°	600°	600°							
			69	300 ^Δ	300 ^Δ	300 ^Δ							
			106	900 ^Δ	900 ^Δ	900 ^Δ							
			28	900 ^Δ	600 ^Δ	600 ^Δ							
			48	900 ^Δ	600 ^Δ	600 ^Δ							
5 RE+CAP GD	592.799,53	101.900,0	130	900 ^Δ	600 ^Δ	600 ^Δ	415,716	346,302	365,835	0,9681	0,9746	0,9731	423,92
			46	600°	600°	600°							
			53	300 ^Δ	300 ^Δ	300 ^Δ							
			82	300 ^Δ	300 ^Δ	300 ^Δ							
			106	900 ^Δ	900 ^Δ	900 ^Δ							
			9	300 ^Δ	600 ^Δ	600 ^Δ							
			28	300 ^Δ	600 ^Δ	600 ^Δ							
			89	300 ^Δ	600 ^Δ	600 ^Δ							
			126	300 ^Δ	600 ^Δ	600 ^Δ							

* Alocação Ótima de GDs. ^Δ Alocação Ótima de Capacitores.

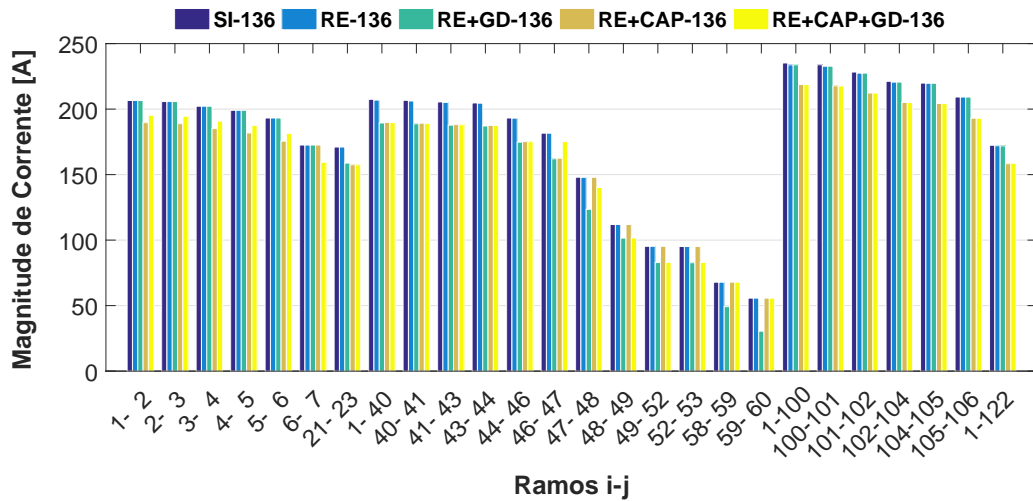
Como é possível notar na Tabela 5.5, o estado de operação RE+CAP+GD-136 apresentou a maior redução das perdas de potência ativa para T=2 e T=3, além de contribuir com o maior incremento dos níveis de tensão do sistema de 136 nós, através do recondutoramento de condutores e da instalação ótima de capacitores fixos e chaveados. Nota-se que para o estado RE+CAP+GD-136 a alocação de GD foi apresentada como estratégia, mas devido o seu alto custo de investimento apenas o reforço de condutores e a instalação ótima de BCs foram empregados.

Na Figura 5.9 é possível analisar o comportamento das correntes para todos os estados de operação discutidos nesta dissertação para T=3, que representa o período com maior demanda. Para esta análise os ramos com maior variação de corrente foram considerados.

Como é possível notar na Figura 5.9, os ramos 47-48, 48-49, 49-52, 52-53, 58-59 e 59-60 apresentaram diminuição na magnitude de corrente, e consequentemente forneceu redução das perdas de potência ativa somente para o estado RE-136. Os ramos 1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6 e 6-7 apresentou redução da magnitude de corrente para o estado de operação RE+CAP-136. Os ramos 1-100, 100-101, 101-102, 102-104, 104-105 e 105-106 foram recondutorados para os estados RE+CAP-136 e RE+CAP+GD-136, mostrando-se eficientes na redução da magnitude da corrente. Os ramos 21-23, 1-40, 40-41, 41-43, 43-44, 44-46 e 46-47 dos estados RE+GD-136, RE+CAP-136 e RE+CAP+GD-136 foram eficientes na redução das perdas de potência, como mostra a Tabela 5.5. Finalmente, no ramo 1-122, recondutorado com o condutor tipo 2, do estado RE+CAP-136 provou ser

eficiente na redução da magnitude de corrente.

Figura 5.9: Magnitude da corrente para o sistema de 136 nós considerando os cinco estados de operação, para $T=3$ (demanda máxima).

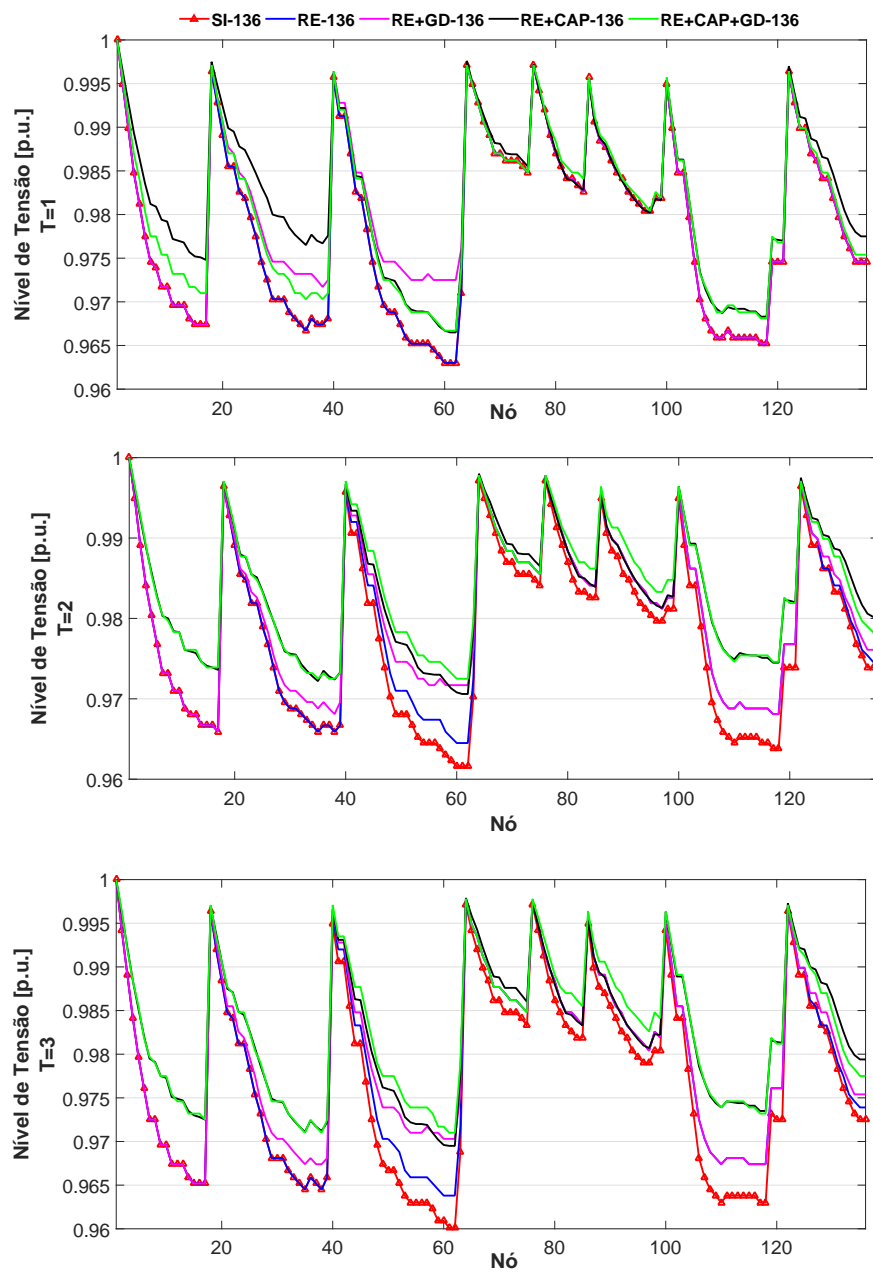


Fonte: Autoria própria.

A Figura 5.10 representa o comportamento da tensão para o sistema de 136 nós, considerando os cinco estados de operação apresentados neste trabalho para todo o horizonte de planejamento estipulado.

A Figura 5.10 representa o comportamento dos níveis de tensão para o sistema de 136 nós ao longo do horizonte de planejamento. Para todos os períodos considerado neste trabalho o estado de operação RE+CAP+GD-136 forneceu melhor incremento para todos os níveis de tensão, devido á instalação ótima de capacitores e o correto recondutoramento de condutores. Nota-se que para $T=3$, período de maior crescimento da demanda, é apresentado o maior incremento da tensão mínima do estado RE+CAP+GD-136 em relação ao SI-136, ou seja, a tensão mínima do sistema inicial fixada em 0,9603 p.u. foi incrementada para 0,9731 p.u. por meio do recondutoramento de condutores e instalação ótima de capacitores.

Figura 5.10: Comportamento dos níveis de tensão para o sistema de 136 nós para todos estados de operação e períodos.



Fonte: Autoria própria.

5.0.13 Comentários Finais do Capítulo

Foi apresentado um modelo de PLIM para resolver os problemas do PESD. O modelo proposto visa minimizar o custo total, reduzir as perdas de energia ativa, e incrementar os níveis de tensão. Considerando uma taxa de crescimento de demanda de 4% foi possível observar a eficácia da formulação apresentada através do comportamento dos sistemas de 27 e 136 barras durante os três estágios estipulados neste trabalho.

Com o uso de ferramentas de otimização clássicas foi possível garantir a convergência para a solução ótima. Finalmente, este modelo mostra-se como uma ferramenta de otimização importante para auxiliar no PESD, pois além de escolher/selecionar os segmentos de linhas que devem ser reconduzidos, aloca e dimensiona GDs, e BCs nas barras do SDEE, oferecendo benefícios operacionais e econômicos para a rede elétrica.

6 Conclusão

Nesta dissertação foi desenvolvido um modelo de PLIM flexível para resolver os problemas do PESD, considerando a estratégia do recondutoramento de condutores, alocação de GDs, e instalação de BCs, levando em conta um conjunto de restrições operacionais que garantem benefícios econômicos aos sistemas testes, reduzindo as perdas e incrementando os níveis de tensão dentro dos limites permitidos. O emprego do modelo de natureza linear garante a convergência para a solução ótima, pois é resolvido através de *solvers* comerciais, como o CPLEX. O uso de um modelo de PLIM traz os seguintes benefícios: 1) comportamento computacional eficiente através da presença dos solucionadores de PLIM; 2) convergência garantida devido ao uso de técnicas de otimização clássicas. Além do mais, a utilização de um modelo flexível permite analisar diferentes alternativas de operação e selecionar as mais eficientes no âmbito técnico e econômico.

O cálculo do ponto de operação em regime permanente foi desenvolvido através das equações de balanço de potência ativa, reativa, queda de tensão, e dos limites para corrente e tensão. Um conjunto de linearizações foram empregadas para modelar a expressão não linear do cálculo da corrente. Os sistemas de 34, 70, e 202 nós foram empregados para validar o modelo linear do fluxo de potência. Dos resultados é possível analisar que a correta escolha do Y faz com que o modelo linear apresente uma boa exatidão, comparado com o modelo não linear. Pode ser observado que os limites de tensão pertencentes ao modelo de PLIM estão dentro dos limites permitidos pelos órgãos reguladores.

Levando em conta as alternativas do recondutoramento de condutores, instalação de BCs, e alocação de GDs, é possível notar que estas ações aplicadas nos cinco estados de operação discutidos neste trabalho geram redução das perdas de potência ativa, e incremento dos níveis de tensão. Ao aplicar o estado de operação RE-GD nos sistemas de 27 e 136 nós é notável o alto custo referente a função objetivo, devido o custo da instalação do GD ser elevado, dificultando o retorno financeiro. Desta forma, torna-se importante analisar o comportamento das alternativas propostas e aplica-lás de maneira conjunta ou separada, com o

objetivo de escolher as ações apropriadas para gerar um custo total mínimo e que ofereça vantagens operacionais ao SDEE.

Assim, pode-se afirmar que quanto aos resultados a instalação dos BCs junto com a técnica do recondutoramento, representado pelos estados de operação RE+CAP-27 e RE+CAP-136, apresentam custo total mínimo capaz de atender o aumento da demanda para os dois sistemas testes, além de oferecer melhorias na dinâmica operacional da rede elétrica.

Portanto, a formulação matemática desenvolvida nesta dissertação possibilitou encontrar soluções ótimas com alto desempenho computacional, tornando-se uma ferramenta útil na análise de alternativas, permitindo o desenvolvimento de cenários que ofereçam operação eficiente para um determinado horizonte de planejamento.

7 Trabalhos Futuros

- Analisar o funcionamento do modelo de PNLIM para o recondutoramento dos condutores, alocação de GDs, e instalação dos BCs, de forma simultânea, em termos de eficiência computacional e valores para a função objetivo.
- Analisar e empregar o processo referente a discretização do quadrado da magnitude de tensão.
- Inserir fator de perda no custo de operação considerando o período inicial.
- Incluir no modelo matemático flexível que aborda várias estratégias de planejamento diferentes níveis de demanda.
- Empregar a técnica de Aproximação de Pareto na função objetivo apresentada neste trabalho.

Referências

- ABDEL-MAWGOUD, H.; KAMEL, S.; EBEED, M.; ALY, M. M. An efficient hybrid approach for optimal allocation of dg in radial distribution networks. In: *2018 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 311–316.
- ABU-MOUTI, F. S.; EL-HAWARY, M. E. Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 4, p. 2090–2101, Oct 2011. ISSN 0885-8977.
- ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. *IET Renewable Power Generation*, v. 10, n. 7, p. 873–884, 2016. ISSN 1752-1416.
- AGENCY, I.-I. E. *World Energy Outlook 2017*. [S.l.], 2017. Disponível em: <http://www.iea.org/weo2017/>. Acesso em 14/05/2018.
- AKOREDE, M. F.; HIZAM, H.; ARIS, I.; KADIR, M. Z. A. A. Effective method for optimal allocation of distributed generation units in meshed electric power systems. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 5, n. 2, p. 276–287, February 2011. ISSN 1751-8687.
- ALOTAIBI, M. A.; SALAMA, M. M. A. A multi-state model for renewable resources in distribution systems planning. In: *2014 IEEE Electrical Power and Energy Conference*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 48–53.
- AMERI, A. A.; NICHITA, C.; RIOUCH, T.; EL-BACHTIRI, R. Genetic algorithm for optimal sizing and location of multiple distributed generations in electrical network. In: *2015 Modern Electric Power Systems (MEPS)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–7.
- ANDERS, G. J.; VAINBERG, M.; HORROCKS, D. J.; FOTY, S. M.; MOTLIS, J.; JARNICKI, J. Parameters affecting economic selection of cable sizes. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 8, n. 4, p. 1661–1667, Oct 1993. ISSN 0885-8977.
- ANEEL. *Das regras gerais de comercialização de energia elétrica*. Brasil, Junho 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm. Acesso em 11/07/2018.
- ANEEL. *Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. Brasil, Junho 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/cadernotematico-microeminigeracao.pdf>. Acesso em 30/06/2018.

- ARCHANA; KUMAR, D.; GUPTA, V. K. Optimal reconfiguration of primary power distribution system using modified teaching learning based optimization algorithm. In: *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5.
- AYOUBI, M.; HOOSHMAND, R.; ESFAHANI, M. T. Optimal capacitor placement in distorted distribution systems considering resonance constraint using multi-swarm particle swarm optimisation algorithm. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 11, n. 13, p. 3210–3221, 2017. ISSN 1751-8687.
- BAKKABULINDI, G.; HESAMZADEH, M. R.; AMELIN, M.; SILVA, I. P. D. Models for conductor size selection in single wire earth return distribution networks. In: *2013 Africon*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5. ISSN 2153-0025.
- BAQUERO, J. F. F. *Estratégia de Decomposição aplicada ao Problema de Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição*. 171 p. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira - SP, 2012.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 1, p. 725–734, Jan 1989. ISSN 0885-8977.
- BARKER, P. P.; MELLO, R. W. D. Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems. In: *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 3, p. 1645–1656 vol. 3.
- BEN. *Balanço Energético Nacional*. Brasil, Junho 2017. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf. Acesso em 30/06/2018.
- BOULAXIS, N. G.; PAPADOPOULOS, M. P. Optimal feeder routing in distribution system planning using dynamic programming technique and gis facilities. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 17, n. 1, p. 242–247, Jan 2002. ISSN 0885-8977.
- CARVALHO, M. R. *Estudo comparativo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radial*. 94 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Carlos - SP, 2006.
- CASILLAS, G. I.; KAGAN, N.; CEBRIAN, J. C.; POVEDA, M. Voltage regulators, capacitor banks and distributed resources allocation in a distribution network system. In: *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- CERNA, F. V.; POURAKBHARI-KASMAEI, M.; ROMERO, R.; RIDER, M. J. Optimal delivery scheduling and charging of evs in the navigation of a city map. *IEEE Transactions on Smart Grid*, PP, n. 99, p. 1–1, 2017. ISSN 1949-3053.
- CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 2, p. 671–679, May 1995.

- CHIANG, H. .; WANG, J. .; COCKINGS, O.; SHIN, H. . Optimal capacitor placements in distribution systems. ii. solution algorithms and numerical results. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 5, n. 2, p. 643–649, April 1990. ISSN 0885-8977.
- CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 19, n. 4, p. 764–773, Dec 2004. ISSN 0885-8969.
- CHU, P.; BEASLEY, J. A genetic algorithm for the generalised assignment problem. *Computers & Operations Research*, v. 24, n. 1, p. 17 – 23, 1997. ISSN 0305-0548. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0305054896000329>>.
- CHUNG, T.; SHAOYUN, G. A recursive lp-based approach for optimal capacitor allocation with cost-benefit consideration. *Electric Power Systems Research*, v. 39, n. 2, p. 129 – 136, 1996. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779696011030>>.
- COLMENAR-SANTOS, A.; REINO-RIO, C.; BORGE-DIEZ, D.; COLLADO-FERNÁNDEZ, E. Distributed generation: A review of factors that can contribute most to achieve a scenario of dg units embedded in the new distribution networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 59, p. 1130 – 1148, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116000538>>.
- DAS, A.; ROY, N. K.; POTA, H. R. Power quality analysis of distributed wind generation systems. In: *2017 3rd International Conference on Electrical Information and Communication Technology (EICT)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- DEILAMI, S.; MASOUM, A. S.; MOSES, P. S.; MASOUM, M. A. S. Real-time coordination of plug-in electric vehicle charging in smart grids to minimize power losses and improve voltage profile. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 2, n. 3, p. 456–467, Sept 2011. ISSN 1949-3053.
- DIAZ-DORADO, E.; PIDRE, J. C. Optimal planning of unbalanced networks using dynamic programming optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 4, p. 2077–2085, Nov 2004. ISSN 0885-8950.
- DOMINGUEZ, O. D. M.; KASMAEI, M. P.; MANTOVANI, J. R. S. Adaptive robust short-term planning of electrical distribution systems considering siting and sizing of renewable energy-based dg units. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, p. 1–1, 2018. ISSN 1949-3029.
- DOMINGUEZ, O. D. M.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S.; LAVORATO, M. Environmentally committed short-term planning of electrical distribution systems considering renewable based dg siting and sizing. In: *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- EL-ELA, A. A. A.; EL-SEHIEMY, R. A.; ABBAS, A. S. Optimal placement and sizing of distributed generation and capacitor banks in distribution systems using water cycle algorithm. *IEEE Systems Journal*, p. 1–8, 2018. ISSN 1932-8184.

- EL-FERGANY, A. A. Optimal capacitor allocations using evolutionary algorithms. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 7, n. 6, p. 593–601, June 2013. ISSN 1751-8687.
- EL-FERGANY, A. A.; ABDELAZIZ, A. Y. Capacitor allocations in radial distribution networks using cuckoo search algorithm. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 8, n. 2, p. 223–232, February 2014. ISSN 1751-8687.
- EL-FERGANY, A. A.; ABDELAZIZ, A. Y. Efficient heuristic-based approach for multi-objective capacitor allocation in radial distribution networks. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 8, n. 1, p. 70–80, Jan 2014. ISSN 1751-8687.
- EL-KHATTAM, W.; HEGAZY, Y. G.; SALAMA, M. M. A. An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, p. 1158–1165, May 2005. ISSN 0885-8950.
- ESMAIL, E. M.; ELKALASHY, N. I.; KAWADY, T.; TAALAB, A. M. I. Impact of current transformer saturation on fault location algorithms for parallel distribution feeders. In: *2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 18–24.
- FALAGHI, H.; RAMEZANI, M.; HAGHIFAM, M. .; MILANI, K. R. Optimal selection of conductors in radial distribution systems with time varying load. In: *CIREC 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1–4. ISSN 0537-9989.
- FILHO, R. N. D. C. Optimal capacitor placement in radial distribution system using qpso. In: *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6.
- FLETCHER, R. H.; STRUNZ, K. Optimal distribution system horizon planning ndash;part i: Formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 2, p. 791–799, May 2007. ISSN 0885-8950.
- FONSECA, W. A. d. S.; BARROS, F. G. N.; BEZERRA, U. H.; OLIVEIRA, R. C. L.; NUNES, M. V. A. Genetic algorithms and treatment of multiple objectives in the allocation of capacitor banks in an electric power distribution system. In: *2009 IEEE Bucharest PowerTech*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–8.
- FOURER, D. M. G. R.; KERNIGHAN, B. W. *A Modeling Language for Mathematical Programming*. [S.l.]: Brooks/Cole-Thomson Learning, Pacific Grove, 2003.
- FRANCO, J. F.; RESTREPO, Y. S.; TABARES, P. Repotenciacion de alimentadores primarios para la reducci3n de p3rdidas. *Scientia et Technica*, XII, n. 30, p. 19–24, Mayo 2006.
- FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Optimal conductor size selection and reconductoring in radial distribution systems using a mixed-integer lp approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 1, p. 10–20, Feb 2013. ISSN 0885-8950.

- FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Robust multi-stage substation expansion planning considering stochastic demand. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 3, p. 2125–2134, May 2016. ISSN 0885-8950.
- GALLARDO, J. A. M. *Impacto de Geradores Síncronos no desempenho de Regime Permanente de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. 131 p. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas,, Campinas-SP, 2005.
- GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A. J.; ROMERO, R. Optimal capacitor placement in radial distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 4, p. 630–637, Nov 2001. ISSN 0885-8950.
- GANGULY, S.; SAHOO, N. C.; DAS, D. Multi-objective planning of electrical distribution systems using particle swarm optimization. In: *2009 International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, (EPECS)*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–6.
- GANGULY, S.; SAHOO, N. C.; DAS, D. Multi-objective planning of electrical distribution systems incorporating shunt capacitor banks. In: *2011 International Conference on Energy, Automation and Signal*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6.
- GHALEHKHONDABI, I.; ARDJMAND, E.; WECKMAN, G. R.; YOUNG, W. A. An overview of energy demand forecasting methods published in 2005–2015. *Energy Systems*, v. 8, n. 2, p. 411–447, May 2017. ISSN 1868-3975. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s12667-016-0203-y>>.
- GONÇALVES, R. dos R. *Modelos de Programação Linear Inteira Mista para Resolver Problemas de Otimização de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Radiais*. 204 p. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista Júlio Mesquita Filho, Ilha Solteira - SP, 2013.
- GONÇALVES, R. R.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Short-term expansion planning of radial electrical distribution systems using mixed-integer linear programming. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 9, n. 3, p. 256–266, 2015. ISSN 1751-8687.
- GU, Z.; RIZY, D. T. Neural networks for combined control of capacitor banks and voltage regulators in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 11, n. 4, p. 1921–1928, Oct 1996. ISSN 0885-8977.
- HAGHIFAM, M. .; MALIK, O. P. Genetic algorithm-based approach for fixed and switchable capacitors placement in distribution systems with uncertainty and time varying loads. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 1, n. 2, p. 244–252, March 2007. ISSN 1751-8687.
- HUANG, S.-J. An immune-based optimization method to capacitor placement in a radial distribution system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 15, n. 2, p. 744–749, April 2000. ISSN 0885-8977.
- HUANG, Y.-C.; YANG, H.-T.; HUANG, C.-L. Solving the capacitor placement problem in a radial distribution system using tabu search approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 4, p. 1868–1873, Nov 1996. ISSN 0885-8950.

- IBM. *IBM ILOG CPLEX Optimization Studio CPLEX User's Manual*. [S.l.]: CPLEX Division, ILOG Inc., Incline Village, NV, USA, 2016.
- INEE. *O que é geração distribuída*. Brasil, 2018. [Http://www.inee.org.br/forum GER_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum GER_distrib.asp). Acesso em 11/07/2018.
- IOANE, A.; TIRNOVAN, R. Optimum location and size of capacitor banks to reduce losses in power distribution networks using genetic algorithm. In: *2017 International Conference on ENERGY and ENVIRONMENT (CIEM)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 49–53.
- ISLAM, S. J.; GHANI, M. R. A. Economical optimization of conductor selection in planning radial distribution networks. In: *1999 IEEE Transmission and Distribution Conference (Cat. No. 99CH36333)*. [S.l.: s.n.], 1999. v. 2, p. 858–863 vol.2.
- JALALI, A.; MOHAMMADI, S. K.; SANGRODY, H.; KARLSRUHE, A. R. Dg-embedded radial distribution system planning using binary-selective pso. In: *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 996–1001.
- JOSHI, D.; BURADA, S.; MISTRY, K. D. Distribution system planning with optimal conductor selection. In: *2017 Recent Developments in Control, Automation Power Engineering (RDCAPE)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 263–268.
- JUNIOR, B. R. P. *Planejamento de Médio e Longo Prazo de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geradores Distribuídos (GDs) Considerando Custos de Confiabilidade, Operação e Expansão*. 194 p. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira - SP, 2014.
- KARABOGA, D. An idea based on honey bee swarm for numerical optimization (. In: . [S.l.: s.n.], 2007.
- KAUR, D.; SHARMA, J. Optimal conductor sizing in radial distribution systems planning. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 30, n. 4, p. 261 – 271, 2008. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061507001007>>.
- KAUR, H.; KUMAR, P.; SHARMA, A.; KAMAIYA, N. A study on optimal capacitor placement in distribution system: Conventional and artificial intelligence techniques. In: *2015 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 0159–0165.
- KUWABARA, H.; NARA, K. Multi-year and multi-state distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 12, n. 1, p. 457–463, Jan 1997. ISSN 0885-8977.
- LEPADAT, I.; HELEREA, E.; ABAGIU, S.; MIHAI, C. Impact of distributed generation on voltage profile and power losses in a test power grid. In: *2017 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM) 2017 Intl Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 128–133.

- LEVITIN, G.; KALYUZHNY, A.; SHENKMAN, A.; CHERTKOV, M. Optimal capacitor allocation in distribution systems using a genetic algorithm and a fast energy loss computation technique. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 15, n. 2, p. 623–628, Apr 2000. ISSN 0885-8977.
- LOTFI, H.; SAMADI, M.; DADPOUR, A. Optimal capacitor placement and sizing in radial distribution system using an improved particle swarm optimization algorithm. In: *2016 21st Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 147–152.
- MACIEL, R. S. *Otimização Multiobjetivo na Análise da Integração de Geração Distribuída às Redes de Distribuição*. 146 p. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira - SP, 2012.
- MADRUGA, E. P.; CANHA, L. N. Allocation and integrated configuration of capacitor banks and voltage regulators considering multi-objective variables in smart grid distribution system. In: *2010 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications - INDUSCON 2010*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6.
- MAJIDI, M.; OZDEMIR, A.; CEYLAN, O. Optimal dg allocation and sizing in radial distribution networks by cuckoo search algorithm. In: *2017 19th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- MANIKANDAN, S.; SASITHARAN, S.; RAO, J. V.; MOORTHY, V. Analysis of optimal conductor selection for radial distribution systems using dposo. In: *2016 3rd International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 96–101.
- MASSUCCO, S.; PONGIGLIONE, P.; SAVIOZZI, M.; SILVESTRO, F.; RAHIMI, S. Mixed-integer linear optimization algorithm for volt/var control on a distribution grid with renewable penetration. In: *2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 255–261.
- MENDOZA, F.; REQUENA, D.; BEMAL-AGUSTIN, J. L.; DOMINGUEZ-NAVARRO, J. A. Optimal conductor size selection in radial power distribution systems using evolutionary strategies. In: *2006 IEEE/PES Transmission Distribution Conference and Exposition: Latin America*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–5.
- MIGUEZ, E.; CIDRAS, J.; DIAZ-DORADO, E.; GARCIA-DORNELAS, J. L. An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 931–936, Nov 2002. ISSN 0885-8950.
- MIJALILI, M. M.; SEDIGHI, A. R.; HAGHIFAM, M. R. A novel method for dg allocation with considering its positive and negative impacts. In: *18th Electric Power Distribution Conference*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5.
- MINTEER, T.; MOONEY, T.; ARTZ, S.; WHITEHEAD, D. E. Understanding design, installation, and testing methods that promote substation ied resiliency for high-altitude electromagnetic pulse events. In: *2017 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–18.

- MIRJALILI, S. Moth-flame optimization algorithm: A novel nature-inspired heuristic paradigm. *Knowledge-Based Systems*, v. 89, p. 228 – 249, 2015. ISSN 0950-7051. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0950705115002580>>.
- MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em rede de energia elétrica*. 1. ed. São Paulo: Editora Edigard Blucher, 1983.
- MORADI, M. H.; ABEDINIE, M. A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal dg location and sizing in distribution systems. In: *2010 Conference Proceedings IPEC*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 858–862. ISSN 1947-1262.
- NABAVI, S. M. H.; HAJFOROOSH, S.; MASOUM, M. A. S. Placement and sizing of distributed generation units for congestion management and improvement of voltage profile using particle swarm optimization. In: *2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6.
- NASIRI, B.; WAGNER, C.; HÄGER, U.; REHTANZ, C. Distribution grid planning considering smart grid technologies. *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, v. 2017, n. 1, p. 2228–2232, 2017.
- NAWAZ, S.; BANSAL, A. K.; SHARMA, M. P.; JAIN, A. A novel index and hybrid optimization approach for optimal placement of multiple dgs in reconfigured distribution networks. In: *2017 4th International Conference on Power, Control Embedded Systems (ICPACES)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- PEREIRA, B. R.; COSTA, G. R. M. da; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal distributed generation and reactive power allocation in electrical distribution systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 7, n. 3, p. 975–984, July 2016. ISSN 1949-3029.
- PEREIRA, C. A. N. *Alocação Ótima de Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição de Energia Elétrica*. 115 p. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP, Campinas - SP, 2009.
- POZOS, A. T.; OLIVEIRA, M. L. de; BAQUERO, J. F. F.; FLORES, M. J. R. A mixed-binary linear formulation for the distribution system expansion planning problem. In: *2014 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T D-LA)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6.
- PRAKASH, D.; LAKSHMINARAYANA, C. Multiple dg placements in distribution system for power loss reduction using pso algorithm. *Procedia Technology*, v. 25, p. 785 – 792, 2016. ISSN 2212-0173. 1st Global Colloquium on Recent Advancements and Effectual Researches in Engineering, Science and Technology - RAEREST 2016 on April 22nd & 23rd April 2016. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212017316305205>>.
- RAMIREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AGUSTIN, J. L. Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 2, p. 696–703, May 1998. ISSN 0885-8950.
- RAMIREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AGUSTIN, J. L. Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary

- algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 1, p. 111–118, Feb 2001. ISSN 0885-8950.
- RAMIREZ-ROSADO, I. J.; GONEN, T. Pseudodynamic planning for expansion of power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 6, n. 1, p. 245–254, Feb 1991. ISSN 0885-8950.
- RANJAN, R.; CHATURVEDI, A.; SOLANKI, P. S.; DAS, D. Optimal conductor selection of radial distribution feeders using evolutionary programming. In: *TENCON 2003. Conference on Convergent Technologies for Asia-Pacific Region*. [S.l.: s.n.], 2003. v. 1, p. 456–459 Vol.1.
- RAUT, U.; MISHRA, S. Power distribution network reconfiguration for loss minimization using a new graph theory based genetic algorithm. In: *2017 IEEE Calcutta Conference (CALCON)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5.
- RESENER, M.; HAFFNER, S.; PEREIRA, L. A.; PARDALOS, P. M. Optimization techniques applied to planning of electric power distribution systems: a bibliographic survey. *Energy Systems*, Jan 2018. ISSN 1868-3975. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s12667-018-0276-x>>.
- SALAS, C. S. S. *Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição Primárias e Secundárias Incluindo Restrições de Ressonância*. 212 p. Tese (Doutorado) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP, Campinas - SP, 2010.
- SHIVARUDRASWAMY, R.; GAONKAR, D. N.; S., J. N. Ga based optimal location and size of the distributed generators in distribution system for different load conditions. In: *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–4.
- SILVA, C. M. G. da; PAREJA, L. A. G. Improved genetic algorithm applied to the cable resizing considering different load profiles. In: *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6.
- SINGH, A.; MISHRA, S. K.; KUMAR, D.; JHA, R. C. Reconfiguration of primary distribution networks using bit shift operator based particle swarm optimization. In: *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6.
- SUN, D. I.; FARRIS, D. R.; COTE, P. J.; SHOULTS, R. R.; CHEN, M. S. Optimal distribution substation and primary feeder planning via the fixed charge network formulation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101, n. 3, p. 602–609, March 1982. ISSN 0018-9510.
- SUYONO, H.; HASANAH, R. N.; ASTUTI, K. N. Optimization of the reactive power injection to control voltage profile by using artificial bee colony algorithm. In: *2016 International Seminar on Sensors, Instrumentation, Measurement and Metrology (ISSIMM)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 18–23.
- SZULTKA, A.; MAKOWSKI, R. Selection of optimal location and rated power of capacitor banks in distribution network using genetic algorithm. In: *2017 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.

- TABARES, A.; FRANCO, J. F.; LAVORATO, M.; RIDER, M. J. Multistage long-term expansion planning of electrical distribution systems considering multiple alternatives. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 3, p. 1900–1914, May 2016. ISSN 0885-8950.
- TANG, Y. Power distribution system planning with reliability modeling and optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 1, p. 181–189, Feb 1996. ISSN 0885-8950.
- TOLBA, M. A.; TULSKY, V. N.; VANIN, A. S.; DIAB, A. A. Z. Comprehensive analysis of optimal allocation of capacitor banks in various distribution networks using different hybrid optimization algorithms. In: *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–7.
- URDANETA, A. J.; PAIVA, P. C.; KHODR, H.; DOMINGUEZ-NAVARRO, J.; JM, Y. Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear programming. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*. [S.l.: s.n.], 2005. p. 2391 Vol. 3–. ISSN 1932-5517.
- VAHID, M.; MANOUCHEHR, N.; JAMALEDDIN, A.; HOSSEIN, S. D. Combination of optimal conductor selection and capacitor placement in radial distribution systems for maximum loss reduction. In: *Industrial Technology, 2009. ICIT 2009. IEEE International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–5.
- VATANI, M.; ALKARAN, D. S.; SANJARI, M. J.; GHAREHPETIAN, G. B. Multiple distributed generation units allocation in distribution network for loss reduction based on a combination of analytical and genetic algorithm methods. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 10, n. 1, p. 66–72, 2016. ISSN 1751-8687.
- VAZIRI, M.; TOMSOVIC, K.; BOSE, A. A directed graph formulation of the multistage distribution expansion problem. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 19, n. 3, p. 1335–1341, July 2004. ISSN 0885-8977.
- WALTZ, R. H. B. N. A. *Knitro: An Integrated Package for Nonlinear Optimization*. Boston, MA: Springer, 2006.
- WANG, C.; NEHRIR, M. H. Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 4, p. 2068–2076, Nov 2004. ISSN 0885-8950.
- YAMASHITA, K. *Alocação e dimensionamento ótimo de geração distribuída para sistemas de distribuição de energia elétrica considerando diferentes níveis de carga*. 130 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Londrina, Londrina-PR, 2017.
- YAMASHITA, K.; PAREJA, L. A. G. Improved genetic algorithm applied to multiple distributed generation optimal allocation considering different load profiles. In: *2016 12th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–8.

YANG, X. S.; DEB, S. Cuckoo search via Levy flights. In: *2009 World Congress on Nature Biologically Inspired Computing (NaBIC)*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 210–214.

ZHU, D.; BROADWATER, R. P.; TAM, K.-S.; SEGUIN, R.; ASGEIRSSON, H. Impact of dg placement on reliability and efficiency with time-varying loads. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 1, p. 419–427, Feb 2006. ISSN 0885-8950.

ZOU, K.; AGALGAONKAR, A. P.; MUTTAQI, K. M.; PERERA, S. Multi-objective optimisation for distribution system planning with renewable energy resources. In: *2010 IEEE International Energy Conference*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 670–675.

Apêndice A – Configuração Inicial para o Sistema de 136 Nós

Tabela A.1: Configuração inicial do sistema de 136 nós.

Ramo	Condutor Inicial	Ramo	Condutor Inicial	Ramo	Condutor Inicial
1- 2	3	46-47	1	91-92	1
2- 3	3	47-48	1	92-93	1
3- 4	3	48-49	1	93-94	1
4- 5	2	49-50	1	94-95	1
5- 6	2	50-51	1	95-96	1
6- 7	2	49-52	1	96-97	1
7- 8	2	52-53	1	94-98	1
7- 9	2	53-54	1	98-99	1
9-10	2	54-55	1	1-100	1
9-11	2	55-56	1	100-101	1
11-12	2	53-57	1	101-102	1
11-13	2	57-58	1	102-103	1
11-14	2	58-59	1	102-104	1
14-15	2	59-60	1	104-105	1
14-16	2	60-61	1	105-106	1
16-17	2	61-62	1	106-107	1
1-18	2	48-63	1	107-108	1
18-19	2	1-64	1	108-109	1
19-20	2	64-65	1	109-110	1
20-21	2	65-66	1	108-111	1
21-22	2	66-67	1	111-112	1
21-23	2	67-68	1	112-113	1
23-24	2	68-69	1	113-114	1
23-25	2	69-70	1	109-115	1
25-26	2	69-71	1	115-116	1
26-27	2	71-72	1	110-117	1
27-28	2	72-73	1	117-118	1
28-29	2	71-74	1	105-119	1
29-30	2	74-75	1	119-120	1
30-31	2	1-76	1	120-121	1
29-32	2	76-77	1	1-122	1
32-33	2	77-78	1	122-123	1
33-34	2	78-79	1	123-124	1
34-35	2	79-80	1	124-125	1

32-36	2	80-81	1	124-126	1
36-37	2	81-82	1	126-127	1
37-38	2	82-83	1	126-128	1
36-39	2	82-84	1	128-129	1
1-40	1	84-85	1	128-130	1
40-41	1	1-86	1	130-131	1
41-42	1	86-87	1	131-132	1
41-43	1	87-88	1	132-133	1
43-44	1	87-89	1	133-134	1
44-45	1	89-90	1	134-135	1
44-46	1	90-91	1	135-136	1

Apêndice B - Publicações

Publicações em Congressos:

Título: Improved Genetic Algorithm Applied to the Cable Resizing Considering Different Load Profiles.

Autores: Camila Maria Galo da Silva e Luis Alfonso Gallego Pareja.

Congresso: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos -SBSE 2018

Publicações Submetidas:

Título: A Mixed Integer Linear Programming Model for the OEPP in Electrical Distribution Systems

Autores: Camila Maria Galo da Silva, Fernando Vladimir Cerna Ñahuis e Luis Alfonso Gallego Pareja.

Revista: International Journal of Electrical Power & Energy Systems

Improved Genetic Algorithm Applied to the Cable Resizing Considering Different Load Profiles

Camila Maria Galo da Silva, Luis Alfonso Gallego Pareja.

Department of Electrical Engineering.

State University of Londrina.

Emails: camilamgalo@gmail.com, gallegopareja@gmail.com.

Abstract—The distribution system expansion planning is important to increase the efficiency of services related to electricity. In this context, the conductors resizing technique is presented as a methodology to optimize the electrical system. The cables allocation in the distribution systems considering different load profiles is formulated as a non-linear problem due to the presence of integer and continuous variables. In this paper an improved genetic algorithm (IGA) is presented to solve the resizing technique. The proposed formulation aims to minimize active power losses and the operational costs, besides increasing the voltage levels. To verify the efficiency of the proposed methodology, a 34 buses and 70 buses tests systems were employed.

Keywords—Resizing Conductors, Distribution Systems, Improved Genetic Algorithm.

I. INTRODUÇÃO

Com o aumento da demanda, o sistema de distribuição elétrico deve ser adequado e modernizado para fornecer energia a todos os usuários com continuidade, qualidade e confiabilidade [1]. Para fazer isso, o planejamento de expansão do sistema de distribuição é uma boa opção [2]. Este planejamento é feito com o objetivo de reduzir as perdas técnicas, melhorar o perfil de tensão, otimizar os índices de qualidade de energia e minimizar os custos de investimento de novos elementos nos sistemas, isso deve ser feito de acordo com os requisitos impostos pelos órgãos reguladores [3].

Dessa maneira, a metodologia do redimensionamento de condutores considerando diferentes níveis de carga é uma das ferramentas capazes de resolver o problema do planejamento da expansão dos sistemas de distribuição. Neste contexto, a correta seleção dos cabos torna-se importante para automatizar a rede, uma vez que os condutores elétricos contribuem com as perdas técnicas. Na literatura especializada é possível encontrar vários trabalhos relacionados com a seleção de condutores. O trabalho [4] faz um estudo sobre as perdas nos sistemas elétricos originadas pelos seguintes elementos:

condutores, transformadores e excesso de carga. Em [5] apresenta-se uma formulação matemática para a seleção dos condutores, levando em consideração parâmetros elétricos e econômicos.

Em [6] propõe-se a metodologia metaheurística denominada de Simulated Annealing para alterar os condutores dos segmentos das linhas de distribuição. Os cabos foram selecionados de acordo com critérios econômicos e técnicos. Um fluxo de carga inicialmente foi utilizado para determinar os custos iniciais da configuração atual dos condutores.

O objetivo deste artigo é empregar a metodologia meta-heurística algoritmo genético melhorado para resolver o problema do redimensionamento de condutores considerando um cenário com diferentes níveis de carga, levando em consideração a instalação dos cabos e os custos das perdas nos sistemas de distribuição. O algoritmo genético melhorado é empregado com a finalidade de incrementar os níveis de tensão e minimizar os custos operacionais. Nota-se que neste trabalho o estado operacional da rede elétrica é obtido através do desenvolvimento de um fluxo de potência baseado no método de varredura, proposto em [7].

Este trabalho é dividido em cinco seções. A Seção II apresenta uma formulação matemática para o redimensionamento de cabos, a Seção III descreve as principais características do algoritmo genético melhorado. A Seção IV discute os resultados para dois sistemas testes de distribuição. Finalmente, as conclusões são apresentadas na seção V.

II. MODELO MATEMÁTICO

A técnica do redimensionamento de condutores nos sistemas de distribuição é modelada como um problema de programação não-linear inteiro-misto (PNLIM), pois conta com a presença de variáveis inteiras, relacionadas ao custo dos condutores e variáveis contínuas, que caracterizam o fluxo de potência (tensão, corrente). A formulação matemática deste trabalho foi baseada em [8]:

$$\text{Min. f.o.} = \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{c \in \Omega_c} \beta_{ij,c} \cdot (C_{ij,c}^{\text{red}} + i^{\text{red}}) \cdot l_{ij} + ke \cdot \sum_{d=0}^{nc} T_d \cdot P_d^{\text{perdas}} \quad (1)$$

sujeito a

$$\sum_{i=1}^{nb} P_i^S - \sum_{i=1}^{nb} P_{i,d}^D - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d} + \sum_{c \in \Omega_c} I_{ij,c,d}^2 R_c \cdot \beta_{ij,c}) = 0 \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{nb} Q_i^S - \sum_{i=1}^{nb} Q_{i,d}^D - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,d} + \sum_{c \in \Omega_c} I_{ij,c,d}^2 X_c \cdot \beta_{ij,c}) = 0 \quad (3)$$

$$V_{i,d}^2 - 2(R_c \cdot P_{ij,d} + X_c \cdot Q_{ij,d}) - Z_c^2 \cdot I_{ij,c,d}^2 - V_{j,d}^2 = 0 \quad (4)$$

$$I_{ij,c,d}^2 \cdot V_{i,d}^2 = P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2 \quad (5)$$

$$0 \leq P_i^S \leq \overline{P}_i^S \quad \forall i \in \Omega_b \quad (6)$$

$$0 \leq Q_i^S \leq \overline{Q}_i^S \quad \forall i \in \Omega_b \quad (7)$$

$$\underline{I}_{ij} \leq I_{ij,c,d} \leq \beta_{ij,c} \cdot \overline{I}_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (8)$$

$$\underline{V}_i \leq V_{i,d} \leq \overline{V}_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (9)$$

$$\sum_{c \in \Omega_c} \beta_{ij,c} \leq N \quad (10)$$

$$\beta_{ij,c} \in \{0, 1\} \quad (11)$$

Sendo nl é o número de linhas de um sistema teste de distribuição; $C_{ij,c}^{\text{red}}$ é a constante que representa o custo de um condutor em um determinado segmento de linha; $\beta_{ij,c}$ é a variável que indica a presença ou ausência da técnica do redimensionamento de condutores; n_c é o número de níveis de carga; N é a constante que representa o número máximo de condutores alocados no sistema; i^{red} é o custo de instalação dos condutores; l_{ij} é o comprimento da linha em um sistema teste; ke é o custo de energia; T_d é o período de tempo para cada nível de carga; P_d^{perdas} são as perdas ativas totais para cada período de tempo; P_i^S é a potência ativa inserida pela subestação; Q_i^S é a potência reativa inserida pela subestação; $P_{i,d}^D$ e $Q_{i,d}^D$ são as potências ativas e reativas, respectivamente, demandada por cada nível de carga d ; $P_{ij,d}$ é a representação ativa do fluxo de potência no ramo

ij ; $Q_{ij,d}$ é a representação reativa do fluxo de potência no ramo ij ; X_c é a reatância por quilômetro de cada condutor, pertencente ao conjunto dos cabos (Ω_c); Z_c é a impedância por quilômetro de cada condutor, pertencente ao conjunto dos cabos (Ω_c); R_c é a resistência por quilômetro, de cada condutor, pertencente ao conjunto dos cabos (Ω_c); $I_{ij,c,d}^2 X_c$ são as perdas reativas no ramo ij ; $I_{ij,c,d}^2 R_c$ são as perdas ativas no ramo ij ; \overline{Q}_i^S e \overline{P}_i^S são as representações máximas dos valores aceitáveis para a potência reativa e ativa, respectivamente, para todas as barras (Ω_b); \underline{V}_i e \overline{V}_i são os valores máximos e mínimos aceitáveis de tensão, respectivamente, para todas as barras (Ω_b); \underline{I}_{ij} e \overline{I}_{ij} são os valores mínimos e máximos aceitáveis para corrente, respectivamente, para todas as linhas (Ω_l).

A função objetivo para a metodologia do redimensionamento dos condutores é mostrada na equação (1). O primeiro somatório é destinado para o custo da alocação dos cabos nos sistemas de distribuição. O segundo somatório representa o custo de perdas de potência ativa para diferentes perfis de carga. As equações de (2-9) representam o estado de operação da rede considerando a técnica do redimensionamento, com a presença de diferentes tipos de condutores.

As restrições (2) e (3) representam o balanço de potência através da somatório do fluxo de potência equivalente a zero. Através da Lei de Tensão de Kirchhoff, é possível obter as restrições (4) and (5).

As restrições (6) e (7) representam as potências ativas e reativas injetadas pela subestação, respectivamente.

A restrição (8) corresponde os limites de corrente em um ramo pertencente ao conjunto de linhas para um determinado tipo de condutor.

A restrição (9) corresponde aos limites de tensão nos nós do sistema de distribuição.

Caso as restrições (8) e (9) sejam violadas, a função objetivo sofrerá uma penalização.

A restrição (10) representa o número máximo de condutores disponível para a técnica do redimensionamento.

A restrição (11) representa a presença da técnica do redimensionamento para $\beta_{ij,c} = 1$. Caso contrário $\beta_{ij,c} = 0$.

III. ALGORITMO GENÉTICO MELHORADO

Para resolver problema de redimensionamento de condutores, utilizou-se a metodologia metaheurística chamada algoritmo genético melhorado, com base no algoritmo genético de Chu-Beasley proposto em [9].

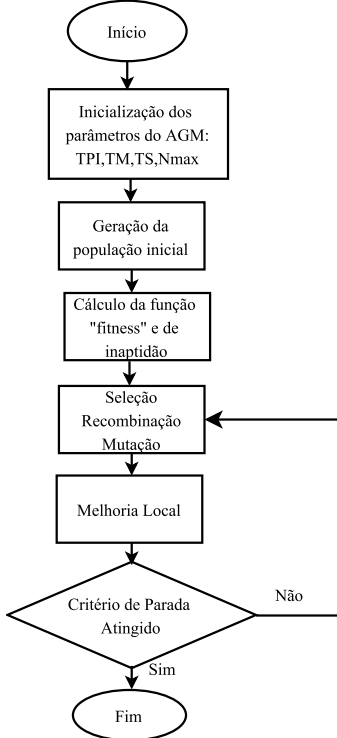
O algoritmo genético tradicional é uma ferramenta baseada nos principais conceitos de seleção natural das espécies [10]. O algoritmo de Chu-Beasley apresenta algumas peculiaridades em relação ao algoritmo genético tradicional.

[11] e [12] indicam as principais diferenças apresentadas pelo algoritmo genético de Chu-Beasley, em relação ao tradicional.

- O algoritmo genético proposto por Chu-Beasley usa uma função "fitness" para armazenar a função objetivo e uma função de "inaptidão" para trabalhar com as infactibilidades;
- o algoritmo proposto por Chu-Beasley apresenta uma estratégia de melhoria local, para melhorar as qualidades dos indivíduos testados;
- No algoritmo proposto por Chu-Beasley, apenas um indivíduo é inserido a cada iteração na população, auxiliando no controle da diversidade.

O fluxograma da Figura 1 apresenta as etapas do algoritmo genético melhorado (AGM) empregado para implementar a técnica do redimensionamento de condutores.

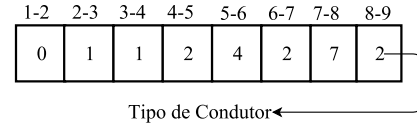
Figure 1. Fluxograma para o AGM.



A. Codificação

Na técnica de redimensionamento de condutores, cada indivíduo é representado por um vetor de tamanho nl (número de linhas) posições. Observe-se que cada elemento deste vetor indica o tipo de condutor usado para implementar a técnica. Este elemento pode variar de zero até o número máximo de condutores propostos para a técnica apresentada neste artigo. No problema de codificação mostrado na Figura 2, o ramo 4-5 usa o condutor tipo 2.

Figure 2. Etapa de codificação.



B. População Inicial

A população inicial para a metodologia do redimensionamento de condutores é representada pela matriz $TPI \times nl$. Onde TPI é o tamanho da população inicial. Os indivíduos da população são gerados randomicamente.

C. Função Objetivo

Para a metodologia do redimensionamento de condutores a função objetivo é caracterizada pelos custos de investimentos dos cabos adicionados com os custos das perdas dos sistemas elétricos. Para o problema referido neste trabalho, uma penalidade (pagamento de compensações) para a função objetivo foi inserida, caso as restrições de tensão e corrente sejam violadas. A função objetivo de inaptidão para a técnica do redimensionamento é expressa pela equação 12.

$$Min. f.o. = \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{c \in \Omega_c} \beta_{ij,c} \cdot (C_{ij,c}^{red} + i^{red}) \cdot l_{ij} + \tau_1 \cdot ke \cdot \sum_{d=0}^{nc} \tau_2 \cdot T_d \cdot P_d^{perdas} \quad (12)$$

Sendo τ_1 denominado de fator de penalização e corresponde a um valor bastante alto (aproximadamente 120% do custo das perdas) para as infactibilidades serem removidas. τ_2 possui valor 0 caso as restrições de tensão e corrente sejam violadas (infactibilidade), e 1 caso contrário.

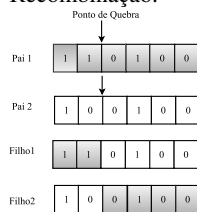
D. Seleção

O processo de seleção empregado na técnica de redimensionamento é o método do torneio. Inicialmente K indivíduos da população atual são selecionados aleatoriamente. Os indivíduos escolhidos competem uns com os outros, selecionando o indivíduo que apresenta a melhor resposta à função objetivo (menor valor). Este procedimento deve ser repetido duas vezes, uma vez que, no final, devem-se ter dois indivíduos selecionados que serão usados na próxima etapa denominada de recombinação [13].

E. Recombinação

O processo de recombinação é caracterizado pelo compartilhamento do material genético entre os pais selecionados no processo anterior. Esta partilha de características é responsável pela geração dos filhos, como mostrado na Figura 3.

Figure 3. Etapa de Recombinação.



O algoritmo genético melhorado proposto para implementar a técnica de redimensionamento mantém apenas o filho que apresenta a melhor resposta para a função objetivo, enquanto o outro deve ser eliminado.

F. Mutação

No processo da mutação escolhe-se um ponto de forma aleatória para modificar a característica (tipo de condutor) do filho gerado no processo anterior, isto é, de acordo com a taxa de mutação são escolhidos pontos do indivíduo aleatoriamente para realizar alterações no seu estado.

G. Melhoria Local

A etapa de melhoria para a técnica de redimensionamento de condutores caracteriza-se na busca de uma vizinhança local que apresente uma nova configuração de condutor com melhor resposta em relação a função objetivo. Caso essa nova configuração seja encontrada, a solução corrente deve ser modificada.

H. Substituição

No processo de substituição, os descendentes melhores são inseridos na população se:

- este indivíduo é diferente dos demais da população atual;
- o indivíduo melhorado deve ter uma melhor resposta de função objetivo em comparação com o pior indivíduo da população atual.

Se esses dois critérios não forem cumpridos, o indivíduo melhorado deve ser descartado.

I. Critério de Parada

Neste trabalho, um número máximo de iteração (Nmax) é estipulado. Se esse número for atingido, o algoritmo converge. Mas se esse algoritmo apresentar estagnação da solução após um número de iteração (N), o algoritmo converge e apresenta a melhor configuração de condutores do ponto de vista econômico (função objetivo incumbente).

IV. RESULTADOS

A metodologia proposta foi testada para dois sistemas de distribuição: 34 barras [14] e 70 barras [15].

Os algoritmos elaborados neste trabalho foram implementados na linguagem de programação C++ e executados em um computador com processador corresponde à *Core™ i5-6500M* 3,20 GHz.

O custo de instalação utilizado nos sistemas testes foi 2000,00\$/km, o custo de energia empregado foi de 0,06\$/kWh e os valores de tensão máximo e mínimo usados foram 0,93 e 1,05 por unidade (p.u.), respectivamente.

A. Sistema de 34 barras

O sistema de distribuição de 34 barras apresenta uma carga total de 4,636 MW + j2,885 MVar.

O sistema de distribuição de 34 barras foi testado para diferentes níveis de carga. Considerou-se $S_0=1,8$ (nível pesado), $S_1=1,0$ (nível médio) e $S_2=0,5$ (nível leve). O intervalo de tempo para cada nível é $T_0=1000$ horas, $T_1=6760$ horas e $T_2=1000$ horas.

Os parâmetros utilizados pelo AGM são apresentados na tabela I.

Table I. PARÂMETROS UTILIZADOS PELO AGM NO SISTEMA DE 34 BARRAS.

Parâmetros	Valores
Tamanho da População Inicial(TPI)	100
Taxa de Mutação(TM)	2%
Taxa de Seleção(TS)	1%
Número Máximo de Iterações(Nmax)	10000

A tabela II apresenta as perdas de potência ativa e os níveis de tensão para o sistema de 34 barras, antes da aplicação da técnica do redimensionamento de condutores para três níveis de carga.

Table II. SOLUÇÃO INICIAL PARA O SISTEMA DE 34 BARRAS.

Nível de Carga	Potência Ativa (kW)	Tensão Mínima (p.u.)
1 1,8	784,15	0,8899
2 1,0	222,26	0,9416
3 0,5	52,98	0,9715

A tabela III apresenta as principais características elétricas dos condutores propostos para a técnica do redimensionamento.

Table III. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS CONDUTORES PARA O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 34 BARRAS.

Condutores Elétricos	Resistência $\left[\frac{\Omega}{Km}\right]$	Reatância $\left[\frac{\Omega}{Km}\right]$	Corrente [A]	Custo $\left[\frac{\$}{Km}\right]$
1/0	0,5240	0,0900	60	38
2/0	0,3780	0,0860	80	55
3/0	0,2990	0,0830	100	63
4/0	0,1950	0,0800	120	127

A tabela IV refere-se as perdas ativas e aos níveis de tensão para o sistema com alocação de condutores considerando três níveis de cargas distintos.

Table IV. SOLUÇÃO FINAL PARA O SISTEMA DE 34 BARRAS.

	Nível de Carga	Potência Ativa (kW)	Tensão Mínima (p.u.)
1	1,8	516,72	0,9265
2	1,0	150,74	0,9605
3	0,5	36,46	0,9805

Nota-se uma redução das perdas de potência ativa para os três níveis de carga. Também é possível observar que mesmo com o emprego da técnica do redimensionamento o nível pesado deve sofrer penalidade, devido a violação dos limites de tensão estipulados neste trabalho.

Com a alocação dos condutores, o sistema de 34 barras foi capaz de minimizar o custo total de \$305013,5 (custo das perdas adicionados com a compensação) para \$152592,38 (custo das perdas adicionados com a compensação e custo de investimento). A função objetivo inicial que era de \$140376,4 passou para \$115217,88, mesmo com a inclusão do custo de investimento. A tabela V mostra os condutores iniciais e finais nos segmentos de linhas que sofreram modificações com relação ao tipo de bitola. Para fins de comparação implementou-se o algoritmo genético tradicional, baseado em [10], em linguagem de programação C++. Para o sistema de 34 barras a função objetivo final calculada para o algoritmo tradicional foi de \$115963,152, o que mostra o bom desempenho do algoritmo genético de Chu-Beasley.

A tabela VI apresenta um resumo dos principais resultados para o sistema original e redimensionado.

Table V. CONFIGURAÇÃO ANTES E DEPOIS DO REDIMENSIONAMENTO.

Seção	Barra Inicial	Barra Final	Condutor Inicial	Condutor Final	Seção	Barra Inicial	Barra Final	Condutor Inicial	Condutor Final
1	2	3	3	4	10	2	12	1	4
2	3	4	3	4	11	5	16	3	4
3	4	5	3	4	12	16	17	3	4
4	5	6	3	4	13	17	18	2	4
5	6	7	1	4	14	18	19	2	4
6	7	8	1	4	15	19	20	2	4
7	8	9	1	4	16	20	21	1	4
8	9	10	1	4	17	22	23	1	4
9	27	28	1	3	18	25	26	1	3

B. Sistema de 70 barras

O sistema de distribuição de 70 barras apresenta uma carga total de 3802,19 MW + 2694,60 MVar.

Table VI. PRINCIPAIS RESULTADOS ELÉTRICOS.

Sistema	Custo Investimento (\$)	Custo das perdas (kW)			Compensação (\$)			Tempo (s)	Custo Total (\$)	Lucro (\$)
		Nível de carga 1	2	3	Nível de Carga 1	2	3			
Sistema 34 barras original	0,0	47049,0	90148,6	3178,8	56458,8	108178,3	0,0	-	350013,5	-
Sistema 34 barras redimensionado	20886,94	31003,2	61140,14	2187,6	37203,84	0,0	0,0	22	152421,72	152591,78
Sistema 70 barras original	0,0	13500,6	56341,89	3096,6	16200,72	67610,26	0,0	-	156750,07	-
Sistema 70 barras redimensionado	22790,00	4480,08	19180,82	1091,4	0,0	0,0	0,0	36	47542,3	109207,77

O sistema de 70 barras também foi testado para três níveis de carga. Considerou-se $S_0=1,0$ (nível pesado), $S_1=0,8$ (nível médio) e $S_2=0,5$ (nível leve). O intervalo de tempo para cada nível de carga é $T_1=1000$ horas, $T_2=6760$ horas e $T_3=1000$ horas.

Os parâmetros usados pelo AGM são apresentados na tabela VII.

Table VII. PARÂMETROS EMPREGADOS PELO AGM PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS.

Parâmetros	Valores
Tamanho da População Inicial(TPI)	80
Taxa de Mutação(TM)	2%
Taxa de Seleção(TS)	1%
Máximo Número de Iterações(Nmax)	10000

A tabela VIII apresenta os valores de perdas de potência ativa e os níveis de tensões para o sistema antes do redimensionamento de condutores. Considerou-se três níveis de cargas distintos.

Table VIII. SOLUÇÃO INICIAL PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS.

	Nível de carga	Potência Ativa (kW)	Tensão Mínima (p.u.)
1	1,0	225,01	0,9091
2	0,8	138,91	0,9287
3	0,5	51,61	0,9566

A tabela IX apresenta as principais características elétricas dos condutores propostos para a técnica do redimensionamento para o sistema de 70 barras. A tabela VI realiza uma comparação entre o sistema original e o redimensionado. Dessa forma, é possível observar redução nas perdas técnicas, incremento nos níveis de tensão e minimização no custo total.

Com o uso da técnica apresentada neste trabalho, observa-se uma minimização na função objetivo que inicialmente era de \$72939,09 para \$47542,3 mesmo com a inclusão do custo de investimento de \$22790,00, representado pela substituição de condutores. Para o sistema de 70 barras a função objetivo final calculada para o algoritmo tradicional foi de \$71391,6, o que mostra o bom desempenho do algoritmo genético de Chu-Beasley.

Table IX. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS CONDUTORES PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS.

Condutor Elétrico	Resistência $\left[\frac{\Omega}{Km}\right]$	Reatância $\left[\frac{\Omega}{Km}\right]$	Corrente [A]	Custo $\left[\frac{\$}{Km}\right]$
1/0	0,7488	0,2475	65	38
2/0	0,3089	0,1021	65	48
3/0	0,0140	0,0046	130	510

A tabela X mostra as perdas de potência ativa e a tensão mínima para o sistema após o emprego da técnica do redimensionamento. Os segmentos de linha que tiveram o tipo de bitola alterado após o uso da técnica de redimensionamento são apresentados na tabela XI. Nota-se que os condutores iniciais encontram-se em [15].

Table X. SOLUÇÃO FINAL PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS.

	Nível de Carga	Potência Ativa (kW)	Tensão Mínima (p.u.)
1	1,8	74,68	0,9687
2	1,0	47,29	0,9751
3	0,5	18,19	0,9846

Table XI. SEGMENTOS DE LINHAS QUE TIVERAM O TIPO DE BITOLA ALTERADO APÓS O USO DA TÉCNICA DE REDIMENSIONAMENTO NO SISTEMA DE 70 BARRAS.

Seção	Barra Inicial	Barra Final	Condutor Final	Seção	Barra Inicial	Barra Final	Condutor Final
1	4	5	3	6	65	66	2
2	5	6	3	7	45	46	3
3	9	10	2	8	46	47	3
4	13	14	2	9	49	50	3
5	27e	28e	2	10	51	52	2

V. CONCLUSÃO

Neste trabalho, um modelo matemático para o redimensionamento de condutores em sistemas de distribuição de energia foi proposto. O problema caracteriza-se como sendo de programação não-linear inteiro-misto solucionado através do algoritmo genético melhorado. Através dos resultados obtidos, é possível notar que a metodologia metaheurística formulada garante a redução das perdas técnicas, minimização do custo total e o incremento nos níveis de tensão.

VI. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a CNPQ e a Capes pelo suporte financeiro.

REFERENCES

- [1] R. R. Gonçalves, J. F. Franco, and M. J. Rider, "Short-term expansion planning of radial electrical distribution systems using mixed-integer linear programming," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 9, no. 3, pp. 256–266, 2015.
- [2] A. Marcos and J. R. Sanches, "Integrated planning of electric power distribution networks," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 7, no. 2, pp. 203–210, June 2009.
- [3] A. Tabares, J. F. Franco, M. Lavorato, and M. J. Rider, "Multistage long-term expansion planning of electrical distribution systems considering multiple alternatives," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 1900–1914, May 2016.
- [4] D. I. H. Sun, S. Abe, R. R. Shoults, M. S. Chen, P. Eichenberger, and D. Farris, "Calculation of energy losses in a distribution system," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-99, no. 4, pp. 1347–1356, July 1980.
- [5] G. J. Anders, M. Vainberg, D. J. Horrocks, S. M. Foty, J. Motlis, and J. Jarnicki, "Parameters affecting economic selection of cable sizes," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 4, pp. 1661–1667, Oct 1993.
- [6] J. F. Franco, Y. S. Restrepo, and P. Tabares, "Repotenciación de alimentadores primarios para la reducción de pérdidas," *Scientia et Technica*, vol. XII, no. 30, pp. 19–24, Mayo 2006.
- [7] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, and G. X. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," vol. 3, pp. 753–762, May 1988.
- [8] J. F. Franco, M. J. Rider, M. Lavorato, and R. Romero, "Optimal conductor size selection and reconducting in radial distribution systems using a mixed-integer lp approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 10–20, Feb 2013.
- [9] P. C. Chu and J. E. Beasley, "A genetic algorithm for the generalised assignment problem," *Computers & Operations Research*, vol. 24, no. 1, pp. 17–23, 1997.
- [10] J. H. Holland, *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. The University of Michigan Press, 1975.
- [11] I. de J Silva, M. J. Rider, R. Romero, A. V. Garcia, and C. A. Murari, "Transmission network expansion planning with security constraints," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, no. 6, pp. 828–836, Nov 2005.
- [12] I. F. Prado and L. P. Garces, "Chu-beasley genetic algorithm applied to the allocation of distributed generation," in *2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*, April 2013, pp. 1–7.
- [13] L. A. Gallego, M. J. Rider, R. Romero, and A. V. Garcia, "A specialized genetic algorithm to solve the short term transmission network expansion planning," in *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, June 2009, pp. 1–7.
- [14] M. Chis, M. M. A. Salama, and S. Jayaram, "Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 144, no. 3, pp. 225–230, May 1997.
- [15] M. E. Baran and F. F. Wu, "Optimal capacitor placement on radial distribution systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 1, pp. 725–734, Jan 1989.