

LEONARDO HENRIQUE FARIA MACEDO POSSAGNOLO

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO RESTAURAÇÃO DO
FORNECIMENTO**

Ilha Solteira
2019

LEONARDO HENRIQUE FARIA MACEDO POSSAGNOLO

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO RESTAURAÇÃO DO
FORNECIMENTO**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia da
Universidade Estadual Paulista – UNESP,
Câmpus de Ilha Solteira, como parte dos
requisitos para obtenção do título de Doutor em
Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro
Orientador

Ilha Solteira
2019

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

P856p Possagnolo, Leonardo Henrique Faria Macedo.
Planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando restauração do fornecimento / Leonardo Henrique Faria Macedo Possagnolo. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2019
172 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia.
Área de conhecimento: Automação, 2019

Orientador: Rubén Augusto Romero Lázaro
Inclui bibliografia

1. Busca em vizinhança variável. 2. Índices de confiabilidade.
3. Meta-heurística. 4. Otimização. 5. Planejamento da expansão de sistemas de distribuição. 6. Programação não linear inteira mista.

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

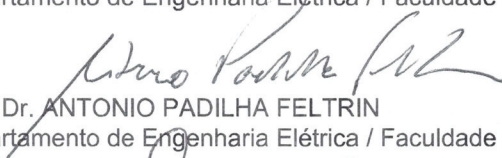
TÍTULO DA TESE: Planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando restauração do fornecimento.

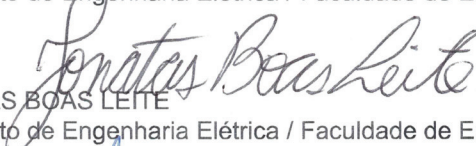
AUTOR: LEONARDO HENRIQUE FARIA MACEDO POSSAGNOLO

ORIENTADOR: RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO

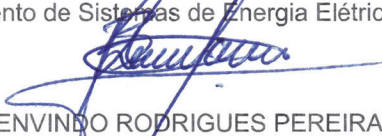
Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Dr. JONATAS BOAS LEITE
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. WALMIR DE FREITAS FILHO
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas


Prof. Dr. BENVINDO RODRIGUES PEREIRA JÚNIOR
Departamento de Engenharia Elétrica / Escola de Engenharia de São Carlos - USP

Ilha Solteira, 25 de fevereiro de 2019

Para minha família.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe Vera, minha avó Conceição e minha irmã Beatriz pelo apoio e por todo amor e carinho ao longo deste percurso e aos meus primos Murilo e Maurício pela amizade.

Ao prof. Rubén Romero, pela dedicação, confiança e amizade durante a orientação.

Ao prof. Miguel A. Ortega-Vazquez pela orientação durante meu estágio na Universidade de Washington.

Aos professores José Roberto Sanches Mantovani, Marcos J. Rider, Antônio Padilha Feltrin, Fabio Bertequini Leão e John F. Franco, pela amizade e sugestões neste trabalho.

À Patrícia pela amizade, apoio e companhia, principalmente no final desse período.

A todos meus amigos, especialmente aos que me acompanharam de perto durante esses anos: Renzo, Juan, Katerin, Mario, Amanda, José Nicolás, Mauro, Katiani, Laura, Marco, Anderson, Rodolfo, Fernando, Thiago e Douglas.

Aos meus colegas do LaPSEE da UNESP, pela amizade e apoio, e aos colegas do REAL Lab da Universidade de Washington, pela companhia durante meu estágio.

À equipe da UNESP, pelos serviços prestados.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001, do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), processo 140349/2015-4, e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processos 2014/23741-9, 2015/21972-6 e 2016/10992-9.

— What would you think it's worth telling future generations about the life you've lived and the lessons you've learned from it?

“I should like to say two things, one intellectual and one moral. The intellectual thing I should want to say to them is this: when you are studying any matter, or considering any philosophy, ask yourself only what are the facts and what is the truth that the facts bear out. Never let yourself be diverted either by what you wish to believe or by what you think would have beneficent social effects if it were believed. But look only, and solely, at what are the facts. That is the intellectual thing that I should wish to say.

The moral thing I should wish to say to them is very simple, I should say: love is wise, hatred is foolish. In this world, which is getting more and more closely interconnected, we have to learn to tolerate each other, we have to learn to put up with the fact that some people say things that we don't like. We can only live together in that way, and if we are to live together and not die together, we must learn a kind of charity and a kind of tolerance, which is absolutely vital to the continuation of human life on this planet.”

— BBC's Face to Face interview with Bertrand Russell (1872–1970), in 1959.

RESUMO

A grande maioria dos sistemas de distribuição de energia elétrica opera de forma radial. Isso significa que cada carga é alimentada por apenas uma subestação por meio de um único caminho. Entretanto, as redes de distribuição apresentam estrutura malhada, de forma que, caso uma contingência ocorra, o restabelecimento do fornecimento possa ser realizado para o maior número possível de consumidores. Os trabalhos que lidam com o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição, no entanto, geralmente consideram a expansão do sistema para apenas uma topologia radial, sem levar em conta aspectos da restauração do fornecimento para melhoria dos índices de confiabilidade. Nesse contexto, este trabalho aborda o planejamento de sistemas de distribuição considerando aspectos econômicos e de confiabilidade, de forma a incluir a restauração do fornecimento no problema de planejamento da expansão. Na formulação do problema considera-se a expansão de novas subestações, o reforço de subestações existentes, a construção de novos alimentadores em novos caminhos, a troca de condutores existentes e a alocação de geradores distribuídos, além de expansão multiestágio e restauração do fornecimento para melhoria dos índices de confiabilidade. Dois métodos alternativos são propostos para resolver o problema descrito: o primeiro considera modelos matemáticos com diversos graus de precisão, para serem resolvidos por métodos exatos, e o segundo é uma meta-heurística de busca e vizinhança variável, que resolve o modelo completo do problema de forma aproximada, sem garantia de otimalidade. A solução inicial da meta-heurística é gerada por uma estratégia que constrói uma solução para o problema usando busca em vizinhança. Os modelos

matemáticos e a meta-heurística foram implementados na linguagem de modelagem matemática AMPL, sendo que os modelos foram diretamente resolvidos com o *solver* comercial CPLEX, que também foi utilizado para resolver os subproblemas de otimização da meta-heurística. Foram realizados testes nos sistemas de 24 e 54 nós, apresentados na literatura, e os resultados indicam que a inclusão da restauração no problema de planejamento de sistemas de distribuição leva a soluções que apresentam maiores custos de investimento que os modelos tradicionais, entretanto, os índices de confiabilidade da rede são melhorados, e dessa forma as soluções obtidas considerando a abordagem proposta apresentam custos totais de investimento e operação e índices de confiabilidade melhores que os das soluções disponíveis na literatura.

Palavras-chave— Busca em vizinhança variável. Índices de confiabilidade. Meta-heurística. Otimização. Planejamento da expansão de sistemas de distribuição. Programação não linear inteira mista. Restauração de sistemas de distribuição.

ABSTRACT

The vast majority of electricity distribution systems are operated radially. This means that each load is supplied by only one substation through a single path. However, distribution networks have a meshed structure so that, in the case of a contingency, the supply is restored to as many customers as possible. The works that deal with the distribution systems expansion planning problem, however, generally consider the expansion of the system for only one radial topology, disregarding the restoration aspects to improve reliability indices. In this context, this work deals with the planning of distribution systems considering economic and reliability aspects, to include the service restoration in the planning problem. In the formulation of the problem, it is considered the expansion of new substations, the reinforcement of existing substations, the construction of new feeders in new paths, the exchange of existing conductors, and the allocation of distribution generation, besides multistage expansion and service restoration to improve the reliability indices of the system. Two alternative methods are proposed to solve the described problem: the first one considers relaxed or approximated mathematical models to be solved by exact methods, and the second one is a variable neighborhood search metaheuristic, which solves the complete model for the problem approximately, without guarantee of optimality. The initial solution of the metaheuristic is generated by a strategy that constructs a solution to the problem using neighborhood search. The mathematical models and the meta-heuristic were implemented in the mathematical modeling language AMPL, and the models were directly solved by the commercial solver CPLEX, which was also used to solve the optimization subproblems

of the metaheuristic. Tests were carried out using the 24 and 54 nodes systems presented in the literature, and the results show that the inclusion of the service restoration in the distribution systems expansion planning problem leads to solutions that present higher investment costs than the traditional models. However, the reliability indices of the network are improved, and in this way, the solutions obtained considering the proposed approach present lower overall costs of investment and operation, and better reliability indices than those solutions available in the literature.

Keywords— Distribution systems expansion planning. Distribution systems restoration. Metaheuristic. Mixed-integer nonlinear programming. Optimization. Reliability indices. Variable neighborhood search.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Otimização da confiabilidade	42
Figura 2 – Sistema de distribuição ilustrativo de três nós	55
Figura 3 – Linearização por partes dos termos quadráticos do modelo de fluxo de potência	61
Figura 4 – Curva de capacidade de um gerador síncrono	63
Figura 5 – Plano de expansão radial	69
Figura 6 – Atuação da proteção	69
Figura 7 – Isolamento da falta	70
Figura 8 – Restauração do fornecimento	71
Figura 9 – Linhas de tempo (a) do planejamento e (b) da operação	81
Figura 10 – Opções de investimento e operação das linhas	84
Figura 11 – Sistema radial formado pela rede real e pela rede fictícia	89
Figura 12 – Linearização da restrição de capacidade das subestações	97
Figura 13 – Linearização da curva de capacidade de um gerador distribuído	98
Figura 14 – Sistema de 24 nós	104
Figura 15 – Sistema de 24 nós planejado no (a) primeiro, (b) segundo e (c) terceiro estágios considerando expansão radial e usando o modelo cônico	106
Figura 16 – Sistema de 24 nós planejado no (a) primeiro, (b) segundo e (c) terceiro estágios considerando expansão radial e usando o modelo linearizado	108
Figura 17 – Sistema de 24 nós planejado no (a) primeiro, (b) segundo e (c) terceiro estágios considerando expansão radial e usando o modelo simplificado	111

Figura 18 – Sistema de 24 nós planejado no (a) primeiro, (b) segundo e (c) terceiro estágios considerando restauração do fornecimento e usando o modelo cônico	113
Figura 19 – Sistema de 24 nós planejado no (a) primeiro, (b) segundo e (c) terceiro estágios considerando restauração do fornecimento e usando o modelo linearizado	116
Figura 20 – Sistema de 24 nós planejado no (a) primeiro, (b) segundo e (c) terceiro estágios considerando restauração do fornecimento e usando o modelo simplificado	118
Figura 21 – Algoritmo BVNS	122
Figura 22 – Algoritmo VND	123
Figura 23 – Processo de busca do algoritmo VND	124
Figura 24 – Algoritmo RVNS	126
Figura 25 – Algoritmo GVNS	127
Figura 26 – Estrutura geral da estratégia para obtenção da solução inicial	130
Figura 27 – Algoritmo de construção da solução inicial para o problema de PESD	134
Figura 28 – Algoritmo GVNS para o problema de PESD	142
Figura 29 – Sistema de 24 nós no (a) primeiro, (b) segundo e (c) terceiro estágios	144
Figura 30 – Sistema de 54 nós	146
Figura 31 – Sistema de 54 nós no primeiro estágio	148
Figura 32 – Sistema de 54 nós no segundo estágio	149
Figura 33 – Sistema de 54 nós no terceiro estágio	149

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Especificações técnicas dos condutores do sistema de 24 nós	103
Tabela 2 – Custos de construção de linhas e recondutoramento do sistema de 24 nós	103
Tabela 3 – Dados de subestações do sistema de 24 nós	103
Tabela 4 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós considerando expansão radial usando o modelo cônico	105
Tabela 5 – Índices de confiabilidade para o sistema de 24 nós considerando expansão radial usando o modelo cônico	107
Tabela 6 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós considerando expansão radial usando o modelo linearizado	109
Tabela 7 – Índices de confiabilidade para o sistema de 24 nós considerando expansão radial usando o modelo linearizado	110
Tabela 8 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós considerando expansão radial usando o modelo simplificado	112
Tabela 9 – Índices de confiabilidade para o sistema de 24 nós considerando expansão radial usando o modelo simplificado	112
Tabela 10 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o modelo cônico	114
Tabela 11 – Índices de confiabilidade para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o modelo cônico	114
Tabela 12 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o modelo linearizado	115
Tabela 13 – Índices de confiabilidade para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o modelo linearizado	117

Tabela 14 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o modelo simplificado	117
Tabela 15 – Índices de confiabilidade para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o modelo simplificado	119
Tabela 16 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o algoritmo GVNS	145
Tabela 17 – Índices de confiabilidade para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o algoritmo GVNS	145
Tabela 18 – Especificações técnicas dos condutores do sistema de 54 nós	147
Tabela 19 – Custos de construção de linhas e recondutoramento do sistema de 54 nós	147
Tabela 20 – Dados de subestações do sistema de 54 nós	147
Tabela 21 – Custos de investimento e operação para o sistema de 54 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o algoritmo GVNS	150
Tabela 22 – Índices de confiabilidade para o sistema de 54 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o algoritmo GVNS	150
Tabela 23 – Dados de nós do sistema de 24 nós	169
Tabela 24 – Dados de ramos do sistema de 24 nós	169
Tabela 25 – Dados de nós do sistema de 54 nós	170
Tabela 26 – Dados de ramos do sistema de 54 nós	171

LISTA DE ABREVIATURAS

ac	<i>Alternating Current</i>
AMPL	<i>A Mathematical Programming Language</i>
ASAI	<i>Average System Availability Index</i>
BC	Banco de Capacitor
BVNS	<i>Basic Variable Neighborhood Search</i>
CID	<i>Customer Interruption Duration</i>
CIF	<i>Customer Interruption Frequency</i>
EENS	<i>Expected Energy Not Supplied</i>
GD	Geração Distribuída
GVNS	<i>General Variable Neighborhood Search</i>
NA	Normalmente Aberto
NF	Normalmente Fechado
NSGA-II	<i>Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II</i>
OLTC	<i>On-load Tap Changer</i>
PCSO	Programação Cônica de Segunda Ordem
PCSOIM	Programação Cônica de Segunda Ordem Inteira Mista
PESD	Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição
PL	Programação Linear
PLIM	Programação Linear Inteira Mista

PNL	Programação Não Linear
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
RAM	<i>Random Access Memory</i>
RT	Regulador de Tensão
RVNS	<i>Reduced Variable Neighborhood Search</i>
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
VND	<i>Variable Neighborhood Descent</i>
VNS	<i>Variable Neighborhood Search</i>

NOMENCLATURA

CAPÍTULO 2

Funções:

v Função objetivo

Conjuntos:

Λ^{BR} Conjunto de nós afetados por interrupções de reparo devido às faltas em ramos

LN^+ Conjunto de nós com demanda

$LN^\diamond$ Conjunto de nós de passagem (com demanda igual a zero)

Π Conjunto de níveis de demanda

B Conjunto de ramos do sistema

BB Conjunto formado pela união do conjunto de ramos B , com os índices ij , com o conjunto de ramos com a ordem dos nós terminais trocada, *i.e.*, ji

DG Conjunto de nós de geração distribuída

LN Conjunto de nós de carga

N Conjunto de nós do sistema

SS Conjunto de nós de subestação

Parâmetros:

$\overline{\Delta}_{ij}^S$	Comprimento de cada bloco de linearização para o fluxo de potência no ramo ij
$\bar{I}_{ij}$	Capacidade de corrente do ramo ij
$\overline{S}_i^{DG}$	Capacidade de potência aparente do gerador distribuído conectado ao nó i
$\underline{pf}_i^{DG}$	Limite inferior do fator de potência capacitivo do gerador distribuído conectado ao nó i
$\overline{pf}_i^{DG}$	Limite superior do fator de potência indutivo do gerador distribuído conectado ao nó i
Δ_π	Duração do nível de demanda π
NC_i	Número de consumidores no nó i
P_i^D	Demanda de potência ativa no nó i
Q_i^D	Demanda de potência reativa no nó i
R_{ij}	Resistência do ramo ij
S_i^D	Demanda de potência aparente no nó i
V^N	Magnitude da tensão nominal do sistema
X_{ij}	Reatância do ramo ij
Z_{ij}	Módulo da impedância do ramo ij
$m_{ij,\psi}^S$	Inclinação de cada bloco ψ da linearização para o ramo ij
λ_{ij}^{BR}	Taxa de falha do ramo ij
μ_π	Fator de demanda do nível de demanda π
τ_{ij}^{BR}	Duração de interrupções de reparo associadas à uma falha no ramo ij
Ψ	Número de blocos da linearização

Variáveis Contínuas:

$\dot{I}_{ij}$	Fasor corrente no ramo ij
$\dot{V}_i$	Fasor tensão no nó i
$\Delta_{ij,\psi}^P$	Variável de discretização para o fluxo de potência ativa no ramo ij

$\Delta_{ij,\psi}^Q$	Variável de discretização para o fluxo de potência reativa no ramo ij
CID_i	Duração das interrupções aos consumidores no nó i
D_i^{BR}	Duração das interrupções de reparo de linhas afetando o nó i
I_{ij}	Magnitude da corrente no ramo ij
I_{ij}^{SQ}	Quadrado da magnitude da corrente no ramo ij
N_i^{BR}	Taxa esperada de interrupções de reparo de linhas afetando o nó i
P_i^{SS}	Injeção de potência ativa pela subestação no nó i
P_i^{DG}	Potência ativa injetada pelo gerador distribuído no nó i
P_{ij}	Fluxo de potência ativa no ramo ij
P_{ij}^-	Variável auxiliar não-negativa utilizada para representar o fluxo de potência ativa no ramo ij
P_{ij}^+	Variável auxiliar não-negativa utilizada para representar o fluxo de potência ativa no ramo ij
Q_i^{SS}	Injeção de potência reativa pela subestação no nó i
Q_i^{DG}	Potência reativa injetada pelo gerador distribuído no nó i
Q_{ij}	Fluxo de potência reativa no ramo ij
Q_{ij}^-	Variável auxiliar não-negativa utilizada para representar o fluxo de potência reativa no ramo ij
Q_{ij}^+	Variável auxiliar não-negativa utilizada para representar o fluxo de potência reativa no ramo ij
S_i^{SS}	Injeção de potência aparente pela subestação no nó i
S_{ij}	Fluxo de potência aparente no ramo ij
V_i	Magnitude da tensão no nó i
V_i^{SQ}	Quadrado da magnitude da tensão no nó i
x_{ij}	Indica o estado de operação do ramo ij , sendo que $x_{ij} = 1$ quando o ramo ij está operando e $x_{ij} = 0$ quando o ramo ij está desconectado do sistema
θ_i	Ângulo de fase do fasor tensão no nó i

θ_{ij}	Abertura angular no ramo ij
$ASAI$	Índice médio de disponibilidade do sistema
$EENS$	Índice de energia não suprida esperada
$SAIDI$	Índice médio de duração das interrupções no sistema
$SAIFI$	Índice médio de frequência das interrupções no sistema

Variáveis Binárias:

β_{ij}	Variável binária auxiliar que indica que o fluxo no ramo ij é do nó j para o nó i , ou seja, o nó j está mais próximo da subestação
β_{ji}	Variável binária auxiliar que indica que o fluxo no ramo ij é do nó i para o nó j , ou seja, o nó i está mais próximo da subestação
$\delta_{ij,\psi}^P$	Variável binária utilizada para garantir que os blocos correspondentes ao fluxo de potência ativa da linearização sejam preenchidos sequencialmente
$\delta_{ij,\psi}^Q$	Variável binária utilizada para garantir que os blocos correspondentes ao fluxo de potência reativa da linearização sejam preenchidos sequencialmente

CAPÍTULO 3

Funções:

IC_t	Custo de investimento em subestações, linhas e geradores distribuídos no estágio t
OC_t	Custo de operação (perdas de energia e energia não suprida esperada) no estágio t
v	Função objetivo

Conjuntos:

LN	Conjunto dos nós de demanda
Π	Conjunto de níveis de demanda
Υ	Conjunto de tipos de geradores distribuídos que podem ser instalados na rede
A	Conjunto de tipos de condutores
B	Conjunto de ramos
BBF	Conjunto formado por $B \cup F$ com os índices ij , união com $B \cup F$ com a ordem dos nós terminais trocada, i.e., ji
F	Conjunto de ramos fictícios

K	Conjunto de cenários de contingência
N	Conjunto de nós
SS	Conjunto de nós com subestações existentes que podem ser reforçadas e novas subestações que podem ser construídas
T	Conjunto de estágios do planejamento

Parâmetros:

$\overline{\Delta}^{\tilde{S}}$	Comprimento de cada bloco de linearização
$\overline{I}_a$	Capacidade de corrente do condutor do tipo a
$\overline{INV}_t$	Valor de investimento máximo no estágio t
$\overline{S}_i^N$	Capacidade que pode ser adicionada à subestação do nó i
$\overline{S}_i^O$	Limite de potência aparente da subestação existente no nó i
$\overline{S}_\varrho^{DG}$	Capacidade de geração de potência aparente do gerador distribuído do tipo ϱ
$\overline{SAIDI}_t$	Limite máximo para o índice médio de duração das interrupções no sistema no estágio t
$\tilde{V}_{i,t,\pi,\kappa}^{SQ}$	Estimativa para o quadrado da magnitude da tensão no nó i , no estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ
$\underline{pf}_{i,t}^{DG}$	Limite inferior do fator de potência capacitivo para o gerador distribuído no nó i , no estágio t
$\overline{pf}_{i,t}^{DG}$	Limite inferior do fator de potência indutivo para o gerador distribuído no nó i , no estágio t
$\overline{\chi}_i^{DG}$	Indica se o nó i é candidato à instalação de geração distribuída
δ_π	Duração do nível de demanda π
$\Delta_{\pi,\kappa}$	Duração do cenário de contingência κ no nível de demanda π
Δ_i^O	Capacidade de um transformador da subestação existente no nó i
Δ_i^N	Capacidade de um transformador da subestação candidata no nó i
$\Gamma_{ij,\kappa}^{BR}$	Parâmetro que indica se a contingência κ ocorre no ramo ij ($\Gamma_{ij,\kappa}^{BR} = 1$) ou não ($\Gamma_{ij,\kappa}^{BR} = 0$)

$\Gamma_{i,\kappa}^{DG}$	Parâmetro que indica se a contingência κ ocorre no gerador distribuído do nó i ($\Gamma_{i,\kappa}^{DG} = 1$) ou não ($\Gamma_{i,\kappa}^{DG} = 0$)
$\Gamma_{i,\kappa}^{SS}$	Parâmetro que indica se a contingência κ ocorre na subestação do nó i ($\Gamma_{i,\kappa}^{SS} = 1$) ou não ($\Gamma_{i,\kappa}^{SS} = 0$)
$NC_{i,t}$	Número de consumidores no nó i , no estágio t
$P_{i,t,\pi}^D$	Demanda de potência ativa no nó i , no estágio t , no nível de demanda π
$Q_{i,t,\pi}^D$	Demanda de potência reativa no nó i , no estágio t , no nível de demanda π
R_a	Resistência do condutor do tipo a
S^{BASE}	Potência aparente base do sistema
$S_{i,t,\pi}^D$	Demanda de potência aparente no nó i , no estágio t , no nível de demanda π
T_t^I	Ano de início do estágio T
$\underline{V}$	Limite mínimo da tensão no sistema
$\overline{V}$	Limite máximo da tensão no sistema
V^N	Tensão nominal do sistema
X_a	Reatância do condutor do tipo a
Z_a	Magnitude da impedância do condutor do tipo a
$c_{\tau_{ij},a}^{BR}$	Custo de se trocar o condutor existente do tipo τ_{ij} no ramo ij para o tipo a
c_i^{SS}	Custo de se construir ou reforçar a subestação no nó i
c_{κ}^{NS}	Custo da energia não suprida no cenário de contingência κ
$c_{\pi,\kappa}^E$	Custo das perdas de energia no nível de demanda π , no cenário de contingência κ
c_{ϱ}^{DG}	Custo do gerador distribuído do tipo ϱ
l_{ij}	Comprimento do ramo ij
$m_{\psi}^{\check{S}}$	Inclinação de cada bloco ψ da linearização
pf_{ϱ}^{DG}	Fator de potência assumido para o gerador do tipo ϱ
γ_{κ}^I	Fator de sobrecarga nas linhas no cenário de contingência κ

γ_{κ}^V	Fator de tolerância para o limite mínimo da magnitude de tensão no sistema no cenário de contingência κ
θ_t^F	Ano de término do período de operação do estágio t
θ_t^I	Ano de início do período de operação do estágio t
$\lambda_{ij,\pi}^{BR}$	Taxa de falha do ramo ij no nível de demanda π
$\lambda_{i,\pi}^{SS}$	Taxa de falha da subestação do nó i no nível de demanda π
$\lambda_{i,\pi}^{DG}$	Taxa de falha do gerador distribuído instalado no nó i no nível de demanda π
τ_{ij}^{BR}	Tempo de interrupção devido ao reparo do ramo ij
τ_i^{SS}	Tempo de interrupção devido ao reparo da subestação do nó i
τ_i^{DG}	Tempo de interrupção devido ao reparo do gerador distribuído instalado no nó i
Ψ	Número de blocos da linearização
ξ	Taxa de desconto anual

Variáveis Contínuas:

$\check{I}_{ij,t,\pi,\kappa}^{SQ}$	Quadrado do valor da magnitude da corrente total no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$\check{P}_{ij,t,\pi,\kappa}$	Fluxo de potência ativa total no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$\check{P}_{ij,t,\pi,\kappa}^-$	Variável auxiliar não-negativa utilizada para representar o fluxo de potência ativa total no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$\check{P}_{ij,t,\pi,\kappa}^+$	Variável auxiliar não-negativa utilizada para representar o fluxo de potência ativa total no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$\check{Q}_{ij,t,\pi,\kappa}$	Fluxo de potência reativa total no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$\check{Q}_{ij,t,\pi,\kappa}^-$	Variável auxiliar não-negativa utilizada para representar o fluxo de potência reativa total no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$\check{Q}_{ij,t,\pi,\kappa}^+$	Variável auxiliar não-negativa utilizada para representar o fluxo de potência reativa total no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$\check{S}_{ij,t,\pi,\kappa}$	Fluxo de potência aparente total no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ

$\tilde{S}_{ij,t,\pi,\kappa}^-$	Variável auxiliar não-negativa utilizada para representar o fluxo de potência aparente total no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$\tilde{S}_{ij,t,\pi,\kappa}^+$	Variável auxiliar não-negativa utilizada para representar o fluxo de potência aparente total no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$\Delta_{ij,\psi,t,\pi,\kappa}^{\tilde{P}}$	Variável de discretização para o fluxo de potência ativa total no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$\Delta_{ij,\psi,t,\pi,\kappa}^{\tilde{Q}}$	Variável de discretização para o fluxo de potência reativa total no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$\Delta_{ij,\psi,t,\pi,\kappa}^{\tilde{S}}$	Variável de discretização para o fluxo de potência aparente total no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$ASAI_t$	Índice médio de disponibilidade do sistema no estágio t
$CEENS_t$	Custo da energia não suprida esperada no estágio t
$CID_{i,t}$	Índice de duração de interrupção do consumidor no nó i no estágio t
$C_{i,t}^{BR}$	Variável auxiliar para o cálculo do custo da energia não suprida esperada no estágio t relacionada com faltas em linhas
$C_{i,t}^{SS}$	Variável auxiliar para o cálculo do custo da energia não suprida esperada no estágio t relacionada com faltas em subestações
$C_{i,t}^{DG}$	Variável auxiliar para o cálculo do custo da energia não suprida esperada no estágio t relacionada com faltas em geradores distribuídos
$C_{i,t}^{NO}$	Variável auxiliar para o cálculo do custo da energia não suprida esperada no estágio t no cenário de operação normal do sistema
$D_{i,t}^{BR}$	Duração esperada de interrupções afetando o nó i no estágio t devido às faltas em linhas
$D_{i,t}^{SS}$	Duração esperada de interrupções afetando o nó i no estágio t devido às faltas em subestações
$D_{i,t}^{DG}$	Duração esperada de interrupções afetando o nó i no estágio t devido às faltas em geradores distribuídos
$EENS_t$	Energia não suprida esperada no estágio t
$I_{ij,a,t,\pi,\kappa}^{SQ}$	Quadrado da magnitude da corrente no ramo ij , condutor do tipo a , no estágio t , no nível de demanda π , no cenário de contingência κ
$N_{i,t}^{BR}$	Taxa esperada de interrupções de reparo de linhas afetando o nó i no estágio t

$N_{i,t}^{SS}$	Taxa esperada de interrupções de reparo de subestações afetando o nó i no estágio t
$N_{i,t}^{DG}$	Taxa esperada de interrupções de reparo de geradores distribuídos afetando o nó i no estágio t
$P_{i,t,\pi,\kappa}^{SS}$	Injeção de potência ativa pela subestação do nó i , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$P_{i,t,\pi,\kappa}^{DG}$	Geração de potência ativa do gerador distribuído nó i , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$P_{ij,a,t,\pi,\kappa}$	Fluxo de potência ativa no ramo ij , condutor do tipo a , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$Q_{i,t,\pi,\kappa}^{SS}$	Injeção de potência reativa pela subestação do nó i , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$Q_{i,t,\pi,\kappa}^{DG}$	Geração de potência reativa do gerador distribuído nó i , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$Q_{ij,a,t,\pi,\kappa}$	Fluxo de potência reativa no ramo ij , condutor do tipo a , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$SAIDI_t$	Índice médio de duração das interrupções no sistema no estágio t
$SAIFI_t$	Índice médio de frequência das interrupções no sistema no estágio t
$S_{i,t,\pi,\kappa}^{SS}$	Injeção de potência aparente pela subestação do nó i , no estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ
$S_{i,t,\pi,\kappa}^{DG}$	Geração de potência aparente do gerador distribuído no nó i , no estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ
$S_{ij,a,t,\pi,\kappa}$	Fluxo de potência aparente no ramo ij , condutor do tipo a , no estágio t , nível de demanda π , e cenário de contingência κ
$V_{i,t,\pi,\kappa}$	Magnitude da tensão no nó i , no estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ
$V_{i,t,\pi,\kappa}^{SQ}$	Quadrado da magnitude da tensão no nó i , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$q_{i,\varrho,t}$	Variável que indica se o gerador distribuído do tipo ϱ está instalado no nó i no estágio t , de acordo com a variável de investimento $\chi_{i,\varrho,t}$
$f_{ij,t,\pi,\kappa}^I$	Fluxo fictício no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ

$f_{ij,t,\pi,\kappa}^R$	Fluxo artificial no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$g_{i,t,\pi,\kappa}^I$	Injeção pela subestação fictícia no nó i , estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$g_{i,t,\pi,\kappa}^R$	Injeção artificial pela subestação no nó i , estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$w_{ij,a,t}$	Variável que indica se o condutor do tipo a está instalado no ramo ij no estágio t , de acordo com a variável de investimento $\omega_{ij,a,t}$
$x_{ij,t,\pi,\kappa}$	Variável que indica o estado de operação do ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$z_{i,t}$	Variável que indica a presença da subestação no nó i , no estágio t , de acordo com a variável de investimento $\zeta_{i,t}$
$\lambda_{ij,t,\pi,\kappa}^V$	Variável de folga para o cálculo da queda de tensão no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ

Variáveis Binárias:

$y_{i,t,\pi,\kappa}$	Variável binária que indica se a demanda no nó i é atendida “1” ou não “0” no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$\beta_{ij,t,\pi,\kappa}$	Variável binária auxiliar que indica que o fluxo no ramo ij é do nó j para o nó i , ou seja, o nó j está mais próximo da subestação, no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$\beta_{ji,t,\pi,\kappa}$	Variável binária auxiliar que indica que o fluxo no ramo ij é do nó i para o nó j , ou seja, o nó i está mais próximo da subestação, no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ
$\zeta_{i,t}$	Variável de investimento binária que indica a construção ou o reforço de uma subestação no nó i , no estágio t
$\chi_{i,\varrho,t}$	Variável de investimento binária que indica a instalação de um gerador distribuído do tipo ϱ , no nó i , no estágio t
$\omega_{ij,a,t}$	Variável de investimento binária que indica a construção do ramo ij , com o condutor do tipo a , no estágio t

CAPÍTULO 4

Funções:

$h_i(\mathbf{x}, \mathbf{y})$	Função da i -ésima restrição de igualdade
-------------------------------	---

$g_i(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ Função da i -ésima restrição de desigualdade

$v(\mathbf{x})$ Função objetivo da solução corrente

Conjuntos:

I^* Conjunto de variáveis binárias que estão fixadas no valor da solução corrente

$I^\vee$ Conjunto de variáveis binárias que estão restritas a mudar de valor

$\mathcal{N}_k$ k -ésima estrutura de vizinhança

$\mathcal{N}_k(\mathbf{x})$ k -ésima vizinhança da solução corrente

I Conjunto das variáveis binárias do problema

X Espaço de busca do problema

$\mathcal{N}(\mathbf{x})$ Vizinhança da solução corrente

Parâmetros:

$\mathbf{x}'$ Solução melhorada

$\mathbf{x}''$ Solução ótima local obtida na etapa do algoritmo VND no algoritmo GVNS

$\mathbf{x}_L$ Solução mínima local

$\mathbf{x}_k$ k -ésima solução

k_{max} Número de estruturas de vizinhança para o algoritmo VNS

l_{max} Número de estruturas de vizinhança para o algoritmo VND dentro do algoritmo GVNS

$x_{ij,t,\pi,\kappa}^*$ Valor na solução corrente da variável que indica o estado de operação do ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ

$y_{i,t,\pi,\kappa}^*$ Valor na solução corrente da variável que indica o estado de operação do nó i , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ

y_i^* Valor na solução corrente da i -ésima variável binária

$\beta_{ij,t,\pi,\kappa}^*$ Valor na solução corrente da variável $\beta_{ij,t,\pi,\kappa}$

$\zeta_{i,t}^*$ Valor na solução corrente da variável de investimento em subestações, $\zeta_{i,t}$

$\chi_{i,\varrho,t}^*$ Valor na solução corrente da variável de investimento em geração distribuída, $\chi_{i,\varrho,t}$

$\omega_{ij,a,t}^*$	Valor na solução corrente da variável de investimento em linhas, $\omega_{ij,a,t}$
$\mathbf{x}$	Solução corrente
ρ_i	Fator de penalização para a i -ésima restrição de desigualdade
ς_i	Fator de penalização para a i -ésima restrição de igualdade
φ	Fator de penalização
ϖ	Fator de penalização

Variáveis Contínuas:

inv_t	Variável de folga para o limite de investimento na rede no estágio t
$saidi_t$	Variável de folga para o limite do índice SAIDI no estágio t
r_i	Variável de folga da i -ésima restrição de igualdade
s_i	Variável de folga não-negativa da i -ésima restrição de desigualdade

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	32
1.1	REVISÃO DA LITERATURA	34
1.1.1	Planejamento tradicional	36
1.1.2	Planejamento considerando restauração do fornecimento	45
1.2	OBJETIVOS	50
1.3	CONTRIBUIÇÕES	50
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	52
2	O PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	53
2.1	OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	54
2.1.1	Modelo ac	55
2.1.2	Modelo simplificado	62
2.2	OPERAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	62
2.3	RESTAURAÇÃO DO FORNECIMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	64
2.4	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	65

2.4.1	Planejando um sistema radial	68
2.4.2	PESD considerando restauração do fornecimento	70
2.4.3	Planejamento de sistemas de transmissão <i>versus</i> planejamento de sistemas de distribuição	71
2.5	RESTRIÇÕES DE RADIALIDADE	72
2.5.1	Impondo a radialidade no problema de reconfiguração	72
2.5.2	Impondo a radialidade no problema de restauração do fornecimento	74
2.6	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE	75
3	MODELAGEM MATEMÁTICA PARA O PROBLEMA DE PESD CONSIDERANDO RESTAURAÇÃO DO FORNECIMENTO	78
3.1	MODELO AC COMPLETO PARA O PESD CONSIDERANDO RESTAURAÇÃO DO FORNECIMENTO	78
3.1.1	Função objetivo	79
3.1.2	Restrições de operação do sistema	82
3.1.3	Limites operacionais	85
3.1.4	Limite de investimento	88
3.1.5	Restrições de radialidade	88
3.1.6	Restrições de confiabilidade	90
3.1.7	Variáveis binárias	94
3.1.8	Modelo completo	94
3.2	MODELO AC LINEARIZADO PARA O PESD CONSIDERANDO RESTAURAÇÃO DO FORNECIMENTO	95
3.2.1	Linearização da equação de cálculo da corrente	95
3.2.2	Linearização do limite de capacidade das subestações	96
3.2.3	Linearização do limite de capacidade da geração distribuída	97
3.2.4	Modelo completo	98
3.3	MODELO SIMPLIFICADO PARA O PESD CONSIDERANDO RESTAURAÇÃO DO FORNECIMENTO	99
3.3.1	Restrições de operação do sistema	99

3.3.2	Limites operacionais	100
3.3.3	Linearização do quadrado da corrente na função objetivo	101
3.3.4	Modelo completo	102
3.4	TESTES E RESULTADOS	102
3.4.1	Dados do sistema de 24 nós	103
3.4.2	Teste com sistema de 24 nós – topologia radial – modelo cônico	105
3.4.3	Teste com sistema de 24 nós – topologia radial – modelo linearizado	107
3.4.4	Teste com sistema de 24 nós – topologia radial – modelo simplificado	110
3.4.5	Teste com sistema de 24 nós – considerando restauração do fornecimento – modelo cônico	112
3.4.6	Teste com sistema de 24 nós – considerando restauração do fornecimento – modelo linearizado	115
3.4.7	Teste com sistema de 24 nós – considerando restauração do fornecimento – modelo simplificado	117
4	UMA ABORDAGEM DE BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL PARA O PROBLEMA DE PESD CONSIDERANDO RESTAURAÇÃO DO FORNECIMENTO	120
4.1	META-HEURÍSTICA VNS	121
4.1.1	Algoritmo BVNS	121
4.1.2	Algoritmo VND	123
4.1.3	Algoritmo RVNS	125
4.1.4	Algoritmo GVNS	126
4.2	ESTRATÉGIA PARA CONSTRUIR UMA SOLUÇÃO INICIAL	128
4.2.1	Método geral	128
4.2.2	Estratégia para gerar a solução inicial aplicada ao problema de PESD	131
4.3	ESTRUTURAS DE VIZINHANÇA ESPECIALIZADAS	134
4.3.1	Vizinhança nível 1 – troca do estado de operação de até k ramos	135
4.3.2	Vizinhança nível 2 – retirada ou redução de capacidade de até k ramos	136
4.3.3	Vizinhança nível 3 – adição ou aumento de capacidade de até k ramos	137

4.3.4	Vizinhança nível 4 – retirada de até k subestações	138
4.3.5	Vizinhança nível 5 – adição de até k subestações	139
4.3.6	Vizinhança nível 6 – retirada ou redução da capacidade de até k GDs	140
4.3.7	Vizinhança nível 7 – adição ou aumento da capacidade de até k GDs	141
4.4	ESTRUTURA DO ALGORITMO GVNS ESPECIALIZADO	142
4.5	TESTES E RESULTADOS	143
4.5.1	Sistema de 24 nós	143
4.5.2	Sistema de 54 nós	146
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	151
5.1	CONCLUSÕES	151
5.2	TRABALHOS FUTUROS	153
	REFERÊNCIAS	154
	APÊNDICE A	163
A.1	ARTIGOS EM REVISTAS INTERNACIONAIS	163
A.2	ARTIGOS EM CONGRESSOS	164
A.2.1	Congressos Internacionais	164
A.2.2	Congressos Nacionais	165
A.3	OUTROS RESULTADOS	167
	ANEXO A	168
A.1	DADOS DO SISTEMA DE 24 NÓS	169
A.2	DADOS DO SISTEMA DE 54 NÓS	170

1 INTRODUÇÃO

OS sistemas de distribuição de energia elétrica devem, cada vez mais, operar de forma eficiente devido às exigências regulatórias e aos benefícios econômicos. Para que isso seja possível, eles devem ser planejados adequadamente.

No problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica (PESD) o objetivo é encontrar o plano ótimo de expansão do sistema de distribuição para um horizonte de planejamento. Nesse contexto, os parâmetros do problema são a topologia base (ou topologia corrente do ano base), com as subestações e alimentadores existentes, a carga futura em cada nó de demanda para o horizonte de planejamento e as opções de expansão, isto é, as subestações que podem ser reforçadas, novas subestações que podem ser construídas, novos alimentadores que podem ser construídos em novos caminhos e as opções de troca de alimentadores existentes. A partir destes dados, deve-se encontrar o plano ótimo de expansão, isto é, determinar quais destes novos componentes devem ser construídos para que o sistema opere de forma adequada no horizonte de planejamento, com custo mínimo de expansão e de operação do sistema elétrico (AULT; FOOTE; MCDONALD, 2002).

Existem outros aspectos que podem ser levados em conta na formulação do problema de PESD, além dos assuntos básicos e relacionados com as exigências de operação e a qualidade dos dados. Assim, por exemplo, pode ser considerado que no problema de PESD o horizonte de planejamento (que geralmente varia de cinco a quinze anos) pode ser dividido em vários estágios intermediários e deve-se encontrar o plano ótimo de expansão para cada estágio do

planejamento. Esse problema é denominado PESD multiestágio. Também, podem ser incorporados outros requisitos, tais como, levar em conta as incertezas na demanda futura, a análise de novas exigências de operação e a confiabilidade do sistema (BILLINTON; ALLAN, 1996).

Para ser factível, uma solução para operação do problema de PESD deve ser radial (cada alimentador deve ter a estrutura de uma árvore geradora, do ponto de vista de teoria de grafos), e deve cumprir com as seguintes restrições operacionais: (i) limites de magnitude de tensão nos nós do sistema; (ii) capacidade de corrente dos alimentadores; (iii) as duas leis de Kirchhoff e (iv) capacidade das subestações (GÖNEN, 2008).

A restrição de radialidade para a operação do sistema exige que a rede de distribuição não opere com caminhos fechados (laços) ou conexões entre subestações. Por outro lado, a estrutura da rede não deve necessariamente ser radial, sendo que a maioria das redes de distribuição possuem estrutura malhada. Para isso, na operação, algumas linhas permanecem desligadas, sendo conectadas ao sistema no caso de algum tipo de defeito em algum componente da rede—um processo denominado de *restauração do fornecimento*.

A modelagem ideal para o problema de PESD deve considerar a operação ac do sistema de distribuição, o que implica na inclusão das equações de fluxo de potência ac na modelagem matemática do problema, tornando-o não linear e não convexo. Adicionalmente, as decisões de investimento requerem o uso de variáveis binárias na modelagem matemática, o que torna o problema combinatório. O modelo resultante é de programação não linear inteira mista (PNLIM), de difícil solução por meio de técnicas de otimização exatas existentes atualmente.

Desde o início da década de 1960 vários trabalhos já propuseram metodologias para resolver o PESD considerando distintas características do problema. A grande maioria dos trabalhos disponíveis na literatura, entretanto, considera apenas alguns dos aspectos discutidos, com versões relaxadas para representação da operação da rede de forma a simplificar o processo de resolução do problema, mesmo quando heurísticas e meta-heurísticas (GLOVER; KOCHENBERGER, 2003) são utilizadas como técnicas de solução.

Na seção seguinte são apresentados os principais artigos sobre o tema de PESD considerando diferentes aspectos e técnicas de solução. Inicialmente são apresentados os trabalhos que fazem revisões bibliográficas sobre o assunto, e em seguida, os trabalhos mais importantes disponíveis na literatura são analisados e discutidos.

1.1 REVISÃO DA LITERATURA

Nesta seção, os trabalhos mais relevantes sobre o tema de PESD são classificados em dois grupos: (i) os que planejam a rede com o objetivo de obter um sistema radial, e (ii) trabalhos que consideram a obtenção de uma topologia malhada para a rede de distribuição, de forma que seja possível realizar de forma eficiente a restauração do fornecimento em situações de contingência (faltas ou manutenções programadas) na rede.

Gönen e Ramirez-Rosado (1986) e Khator e Leung (1997), e mais recentemente Ganguly, Sahoo e Das (2013) e Georgilakis e Hatziaargyriou (2015) apresentam revisões completas sobre o tema de PESD.

Gönen e Ramirez-Rosado (1986) classificam e discutem os primeiros trabalhos que resolveram o problema de PESD. Nos trabalhos apresentados, apenas o planejamento para operação normal do sistema é considerado. Os trabalhos são classificados quanto:

- **Período de estudo:** (i) estático, em que o planejamento é realizado em apenas um estágio, para um único horizonte de planejamento ou (ii) multiestágio, em que o horizonte de planejamento é dividido em vários estágios de investimento. No PESD multiestágio, o planejamento ainda pode ser completamente dinâmico, quando todas as variáveis de investimento de todos os estágios são consideradas simultaneamente pela técnica de solução, ou pseudo-dinâmico, quando cada estágio do problema é resolvido sequencialmente. No caso do planejamento pseudo-dinâmico, as estratégias *forward* e *backward* podem ser consideradas, sendo que na *forward* o PESD é resolvido do primeiro para o último estágio, e a solução de cada estágio é utilizada como solução inicial do estágio seguinte, e na *backward* o PESD é resolvido do último para o primeiro estágio;
- **Tipos de investimento e objetivos:** os trabalhos podem ser classificados também de acordo com as variáveis de decisão, que incluem investimentos ou em alimentadores, ou em subestações ou em uma combinação de ambos. A função objetivo do problema nestes casos pode considerar tanto os custos fixos relacionados com os investimentos, quanto custos variáveis, relacionados com a operação da rede.

Cabe observar que as primeiras formulações que surgiram para o PESD consideravam várias aproximações na operação do sistema de forma a simplificar o problema para que os recursos computacionais disponíveis na época fossem capazes de resolvê-lo.

Na revisão apresentada por Khator e Leung (1997), os trabalhos sobre PESD são classificados em duas categorias: planejamento em condições normais de operação e planejamento para emergência. Os trabalhos do primeiro grupo têm como objetivo definir os investimentos que devem ser feitos em subestações ou em alimentadores ou em ambos para que o sistema opere de forma adequada, considerando o crescimento da demanda. Por outro lado, no segundo grupo, os trabalhos incluem na formulação do problema falhas em equipamentos, tanto nas subestações como em alimentadores. Nesse segundo grupo, entretanto, os trabalhos apresentados lidam na maioria dos casos com o planejamento da operação do sistema, e resolvem o problema de reconfiguração ou restauração do fornecimento—apenas quatro dos quinze trabalhos consideram de alguma forma cenários de contingência para o PESD, sendo que apenas alguns dos aspectos do problema são levados em conta. Verifica-se, portanto, que até 1997 os trabalhos em PESD considerando restauração do fornecimento em situações de contingência eram muito escassos. As referências mais importantes analisadas por Khator e Leung (1997) serão discutidas nas próximas subseções.

Ganguly, Sahoo e Das (2013) apresentam diversas classificações para o problema de PESD, levando em conta:

- **Características de confiabilidade:** nesse item os trabalhos se dividem em duas categorias, *i.e.*, os que não consideram aspectos de confiabilidade no planejamento e os que consideram, sendo que em ambos os casos eles também podem ser classificados de acordo com o próximo item;
- **Condição de operação:** os trabalhos de PESD podem planejar a rede apenas para condição de operação normal ou também realizar o PESD considerando cenários de contingência;
- **Modelagem de incertezas:** as incertezas em relação a previsão da demanda futura e também relacionadas com tópicos mais recentes, como por exemplo, geração renovável não despachável, podem ser incluídas no problema de PESD;
- **Tipo de função objetivo:** os objetivos considerados na literatura geralmente minimizam uma função mono-objetivo, que considera apenas os custos de investimento, ou uma função mono-objetivo agregada, que minimiza os custos de investimento, operação e confiabilidade. Existem ainda formulações com funções multiobjetivo, que fornecem um conjunto de soluções da fronteira ótima do problema;

- **Tipo de formulação e técnica de solução:** nesse caso o problema de PESD pode ser modelado de forma aproximada e métodos exatos, como o algoritmo *branch and bound*, podem ser utilizados como técnicas de solução. Por outro lado, o problema também pode ser formulado de forma exata, e técnicas que fornecem soluções aproximadas e sem garantia de otimalidade, como por exemplo heurísticas e meta-heurísticas, podem ser utilizadas para resolvê-lo.

No caso, o problema apresentado nesta tese se encaixaria em PESD considerando confiabilidade e condições de contingência com dados previstos (sem considerar incertezas) e considerando uma função mono-objetivo agregada, que no caso minimiza os custos de investimento, operação e confiabilidade.

Em relação aos trabalhos que resolvem o PESD considerando confiabilidade e condições de contingência, Ganguly, Sahoo e Das (2013) apresentam doze trabalhos, que serão discutidos na próxima subseção.

Georgilakis e Hatziargyriou (2015) analisam trabalhos mais recentes relacionados com o problema de PESD modernos. Em sistemas modernos, novos problemas surgiram, relacionados com a integração de geração distribuída de fontes renováveis de energia não despacháveis, cargas especiais que podem ser controladas, veículos elétricos, entre outros. Além disso, vários elementos que devem ser considerados no planejamento são propriedades de terceiros, o que deve receber um tratamento adequado na formulação dos problemas.

Uma discussão mais completa sobre os trabalhos que abordam o problema de PESD é apresentada nas duas subseções seguintes, em que os trabalhos, assim como feito por Khator e Leung (1997) foram classificados em duas categorias: (i) os que realizam o planejamento sem considerar restauração do fornecimento, e (ii) os que fazem o planejamento considerando restauração do fornecimento.

1.1.1 Planejamento tradicional

Os primeiros trabalhos disponíveis na literatura que tratam sobre o tema de PESD consideram várias simplificações no problema devido às limitações de recursos computacionais da época. Dessa forma, a operação ac da rede é desconsiderada em praticamente todos os trabalhos, sendo que os cálculos das perdas e das quedas de tensão, quando considerados, são feitos de forma aproximada. Além disso, os problemas de localização e dimensionamento de subestações e linhas são geralmente resolvidos separadamente.

Knight (1960) foi o primeiro autor a abordar o PESD como um problema de otimização inteira, utilizando restrições lineares em sua formulação e com o objetivo de minimizar os custos de expansão do sistema, sendo que a solução do problema é obtida por meio de técnicas heurísticas. Adams e Laughton (1974) apresentam uma abordagem de programação linear inteira mista (PLIM) para os problemas estático e multiestágio de PESD, utilizando como método de solução o algoritmo *branch and bound*. A estratégia proposta decompunha o problema e primeiro definia a localização e a capacidade das subestações e depois considerava a instalação de linhas.

Trabalhos que abordam apenas o tema de planejamento e localização de subestações também estão disponíveis na literatura. Crawford e Holt (1975) propõem uma estratégia para alocar, dimensionar e determinar a área de serviço das subestações. A técnica de solução é baseada em um algoritmo de transportes em conjunto com o algoritmo de Dijkstra. Kaplan e Braunstein (1981) apresentam um método baseado na solução de equações diferenciais para alocar e dimensionar subestações, sendo que a função objetivo do problema considera os custos de investimento e de operação relacionado com as perdas técnicas. Thompson e Wall (1981) apresentam um algoritmo *branch and bound* para alocar e dimensionar subestações. Mais recentemente, Franco, Rider e Romero (2016) apresentaram um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista para o planejamento multiestágio e robusto de subestações considerando demanda estocástica. Neste trabalho, o custo de investimento e a robustez da solução são objetivos conflitantes, e por isso os autores utilizam uma abordagem multiobjetivo para resolver o problema.

Existem também trabalhos que abordam o problema de planejamento das linhas do sistema de distribuição, que pode incluir a determinação da configuração da rede ou o dimensionamento dos condutores ou ambos. Wall, Thompson e Northcote-Green (1979) formulam a alocação de condutores das linhas como um problema de fluxo em redes. Uma aproximação linear é utilizada para estimar os custos fixos (investimento) e variáveis (perdas) dos tipos de condutores, sendo que uma heurística é utilizada para gerar soluções radiais, removendo as linhas com o menor valor de fluxo nos laços de topologias malhadas. Ponnaivaikko e Rao (1982) propõem um modelo matemático para resolver o problema de seleção de condutores em redes de distribuição radiais, e utilizam como técnica de solução um algoritmo de programação dinâmica. Fawzi, Ali e El-Sobki (1982) apresentam abordagens de programação linear e otimização não linear para resolver o problema de escolha da rota ótima de alimentadores em sistemas de distribuição. Tram e Wall (1988) propõem uma heurística para seleção ótima de condutores considerando restrições de tensão, de forma a minimizar os custos de investimento e de perdas,

sendo que o trabalho também considera reguladores de tensão instalados no alimentador e linhas laterais. Goswami (1997) apresenta um algoritmo heurístico baseado em troca de ramos para determinação da topologia da rede e seleção de condutores. Dois tipos de trocas de ramos são considerados: entre elementos da rede conectados à mesma subestação, com o objetivo de encontrar a configuração ótima da rede de cada subestação, e entre elementos de subestações adjacentes, com o objetivo de determinar a área de serviço de cada subestação. Outras heurísticas para o problema de seleção ótima de condutores foram apresentadas por Wang *et al.* (2000) e Mandal e Pahwa (2002).

Franco *et al.* (2013) propõem um modelo de programação linear inteira mista (PLIM) para o problema de seleção ótima de condutores, em que a topologia da rede já está definida e trocas de condutores devem ser realizadas para que as restrições de queda de tensão e limite de corrente sejam atendidas.

As perdas elétricas na rede apresentam modelagem não linear, e considerá-las na formulação do problema é importante tanto para que a operação do sistema planejado seja eficiente quanto para que as capacidades das subestações e linhas sejam adequadas. Entretanto, a inclusão de objetivos ou restrições não lineares em modelos matemáticos resulta em formulações de alta complexidade, difíceis de serem resolvidas por métodos exatos. Cabe observar que para reduzir as perdas no sistema, o investimento deve aumentar, com alimentadores mais curtos e com maior capacidade (o que também implica menor resistência), e com mais subestações construídas, de forma que a distribuição das cargas seja mais eficiente.

Vários trabalhos consideram linearizações para as perdas no problema de PESD, de forma a manter o problema linear e assim mais simples de ser resolvido, como a proposta apresentada por Gönen e Ramirez-Rosado (1986), que além da revisão bibliográfica com as classificações de trabalhos anteriores sobre PESD, discutida anteriormente, também propõe um modelo de programação linear inteira mista para resolver o problema de PESD, em que as perdas nas subestações e nos condutores são aproximadas por funções lineares, sendo que o planejamento é multietápico e o investimento em subestações e alimentadores é simultâneo. Outros trabalhos apresentam modelos de programação não linear para o problema, como a proposta de Youssef, Hackam e Abu-El-Magd (1985), que utiliza o *solver* MINOS para resolver o problema formulado utilizando variáveis contínuas, e a de Mikić (1986), que utiliza como técnica de solução para o problema um algoritmo baseado no método cíclico coordenado. Um modelo de programação quadrática inteira mista é proposto por Ponnavaikko, Rao e Venkata (1987), que aproxima as perdas pelo quadrado do fluxo de potência aparente nas linhas, sendo que a técnica

de solução é um algoritmo heurístico construtivo que em cada iteração resolve um problema de programação quadrática utilizando o algoritmo de Wolfe (baseado no método simplex).

O problema de PESD multiestágio, que apresenta uma complexidade maior que o estático, também é amplamente considerado na literatura. Como a demanda máxima do sistema sofre constantes modificações com o tempo e também novas cargas devem ser conectadas à rede, o problema de PESD deve não somente fornecer os investimentos necessários, mas também o momento em que esses investimentos devem ser feitos. Utilizar uma abordagem de solução sequencial para o problema multiestágio, em que os estágios são considerados de maneira desacoplada e o investimento em cada estágio é feito considerando a solução do estágio anterior, pode levar a soluções de baixa qualidade, pois investimentos altos, como por exemplo na construção de novas subestações, tendem a serem feitos nos últimos estágios de maneira descoordenada com a expansão da rede e o investimento em subestações existentes. O problema multiestágio é abordado por Sun *et al.* (1982) que utiliza um algoritmo *branch and bound* como método de solução e resolve o problema em duas etapas. Na primeira etapa o sistema é planejado para o último ano do horizonte de planejamento e, em seguida, cada estágio é resolvido separadamente, considerando os resultados da primeira etapa de forma coordenada e considerando as demandas desses estágios. Gönen e Ramirez-Rosado (1987) apresentam um modelo matemático considerando a lei de Kirchhoff das tensões no problema de PESD de forma a incluir restrições da queda de tensão, Nara *et al.* (1991) apresentam um método de decomposição para obter uma solução aproximada para o problema, Ramírez-Rosado e Gönen (1991) utilizam uma estratégia pseudo-dinâmica e modelagem linear por partes para as perdas no sistema e Nara *et al.* (1992) utilizam a heurística de troca de ramos multiestágio para resolver o problema.

Como o problema de PESD é altamente complexo, a maioria dos trabalhos consideram várias simplificações na formulação da operação do sistema e nas alternativas de investimento. Modelos muito simplificados podem fornecer soluções de baixa qualidade, ou até mesmo ineficazes, para o problema do mundo real. Uma abordagem alternativa para se resolver um problema complexo consiste em modelar o problema de maneira exata e utilizar um algoritmo para encontrar uma solução aproximada para esse problema, sem garantia de otimalidade. Diferentes meta-heurísticas foram utilizadas para resolver o problema de PESD, destacando-se o uso de algoritmos genéticos. Hasselfield *et al.* (1990) propõem um algoritmo de recozimento simulado que utiliza uma rotina de cálculo de fluxo de potência para avaliar a operação de cada proposta de solução gerada. Ramírez-Rosado e Bernal-Agustín (1998) apresentam um algoritmo genético para resolver o problema de PESD considerando sistemas de distribuição de grande porte e uma formulação não linear para o problema, com a minimização dos custos de investimentos

e de operação. Carvalho *et al.* (2000) apresentam um algoritmo evolutivo para o problema de PESD considerando incertezas nas previsões. Gómez *et al.* (2004) apresentam um algoritmo de colônia de formigas e consideram o problema de PESD utilizando a modelagem da operação ac da rede. Um algoritmo baseado em sistemas imunológicos artificiais foi apresentado por Carrano *et al.* (2007) para o problema de PESD considerando incertezas na evolução das cargas, sendo que um conjunto de soluções candidatas é obtido considerando a demanda média em cada nó, com um único valor esperado de custo de energia médio, e a solução do problema é escolhida nesse conjunto após uma análise de sensibilidades. Mais recentemente Singh, Ghose e Goswami (2012) apresentaram uma proposta baseada na técnica de forrageamento bacteriano para resolver o problema de PESD de maneira eficiente, sem a necessidade de ajustes constantes dos parâmetros da meta-heurística.

Lavorato *et al.* (2010) apresentam um algoritmo heurístico construtivo para o problema de PESD. Em cada etapa do algoritmo, os índices de sensibilidade são obtidos resolvendo-se um modelo relaxado do problema exato de PESD, de programação não linear (PNL). No método proposto são consideradas as equações de fluxo de potência ac para sistemas malhados. Uma fase de melhoria local também é utilizada.

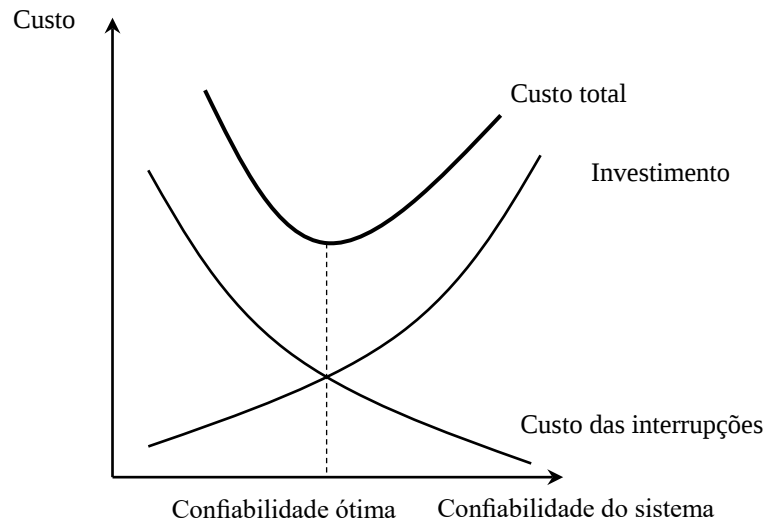
O tema relacionado à forma de se considerar a restrição de radialidade em problemas de otimização de sistemas de distribuição é abordado por Lavorato *et al.* (2012), utilizando conceitos da teoria de grafos. Neste trabalho, demonstra-se que se a lei de Kirchhoff das correntes é atendida na solução do problema, e nessa solução o número de linhas em operação é igual ao número de nós de carga, então essa solução apresenta topologia radial, desde que as demandas nos nós de carga sejam diferentes de zero.

Com o avanço significativo no desempenho dos recursos computacionais e na eficiência das técnicas de solução exatas, o desenvolvimento de modelos exatos mais precisos para o problema de PESD vem ganhando um destaque importante. Jabr (2013) apresenta um modelo de programação cônica inteira mista para o problema de PESD, além de restrições matemáticas que podem ser adicionadas à formulação básica de forma a aumentar a eficiência dos *solvers* de otimização, denominadas restrições substitutas. Franco, Rider e Romero (2014) apresentam um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista para o problema de PESD, considerando a alocação simultânea de bancos de capacitores. Finalmente, Tabares *et al.* (2016) apresentam um modelo de PLIM para o problema de PESD multiestágio considerando a alocação de bancos de capacitores, reguladores de tensão e geração distribuída simultaneamente.

Mais recentemente, a modelagem da geração distribuída, cada vez mais presente em sistemas de distribuição modernos, foi incorporada ao problema de PESD. Os trabalhos consideram a geração distribuída pré-alocada em determinados nós ou incluem na formulação do problema a alocação e dimensionamento de geradores distribuídos. Além disso, geradores distribuídos despacháveis ou não, de fontes renováveis de energia, podem ser considerados no problema. Haffner *et al.* (2008a, 2008b) apresentam um modelo matemático de programação linear inteira mista para o problema de PESD multiestágio considerando geração distribuída, sendo que também apresentam restrições de cerca para reduzir o espaço de soluções do problema. A função objetivo considera a minimização do valor presente dos custos de instalação de subestações e alimentadores, custos operacionais e de manutenção da rede e da geração distribuída. Naderi, Seifi e Sepasian (2012) propõem um algoritmo genético em conjunto com um algoritmo de fluxo de potência ótimo para otimizar o problema de PESD multiestágio considerando geração distribuída. Samper e Vargas (2013a, 2013b) apresentam um método baseado no algoritmo de otimização evolutiva por enxame de partículas que é utilizado para resolver o problema de PESD considerando alocação, dimensionamento, definição do tipo e tempo de investimento em geração distribuída. O processo de otimização considera uma abordagem baseada em risco e análises são feitas em relação à capacidade da geração distribuída em adiar investimentos na rede. Finalmente, Muñoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2015) apresentam um modelo de programação linear inteira mista para o planejamento simultâneo da expansão do sistema e da geração distribuída, incluindo geração de fontes renováveis no modelo multiestágio.

A maioria dos trabalhos analisados até aqui visam a minimização dos custos de investimento na expansão do sistema e dos custos de operação, relacionados com as perdas técnicas do sistema planejado. Um outro aspecto importante a ser considerado em sistemas de distribuição é o de que a rede tenha uma operação confiável, *i.e.*, o fornecimento de energia elétrica aos consumidores ocorra com a menor quantidade possível de interrupções. Trabalhos que apresentam e discutem os principais índices de confiabilidade em sistemas de distribuição de energia elétrica e fornecem métodos de cálculo estão disponíveis na literatura (BILLINTON; BILLINTON, 1989; CHEN; ALLEN; BILLINTON, 1995; GOEL; BILLINTON, 1991a, 1991b; IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2012; LI, 2002; MUÑOZ-DELGADO; CONTRERAS; ARROYO, 2018b).

A melhoria no nível de confiabilidade do sistema, relacionada com a diminuição dos custos de interrupções, geralmente implica em um aumento nos custos de investimento. O objetivo de otimizar a confiabilidade do sistema no problema de PESD é encontrar o ponto de equilíbrio entre esses custos, como mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Otimização da confiabilidade

Fonte: Tang (1996).

Os trabalhos apresentados e discutidos a seguir incorporam confiabilidade no problema de PESD, com o objetivo de planejar um sistema de distribuição radial para operação em condições normais e que apresente índices de confiabilidade também otimizados. Esse problema, de forma geral, passa a ser multiobjetivo, pois uma melhoria nos índices de confiabilidade (que de forma genérica não apresentam unidades monetárias) usualmente implica um aumento nos custos de investimento. Também é possível uma abordagem mono-objetivo, utilizando índices de confiabilidade que podem ser expressos monetariamente, como o *custo da energia não suprida*.

Kjølle, Rolfseng e Dahl (1990) incluem a confiabilidade no planejamento como um custo de operação relacionado com os custos da potência e da energia não supridas. Nenhum tipo de algoritmo de otimização sofisticado é considerado para otimizar o problema—as soluções candidatas neste trabalho são geradas de forma manual, sendo que elas são somente avaliadas com várias rotinas, como a de cálculo do fluxo de potência e a de cálculo dos índices de confiabilidade do sistema.

Miranda, Ranito e Proença (1994) apresentam um algoritmo genético para o problema de PESD multiestágio e multiobjetivo, considerando a minimização dos custos de investimento e de operação, e também o valor da energia não suprida esperada no sistema. A forma de representação de uma proposta de solução na meta-heurística permite apenas considerar a instalação de um tipo de condutor para as linhas. Uma das principais críticas relacionada com a aplicação de meta-heurísticas em problemas que exigem a operação radial em sistemas de distribuição está na forma em que a restrição de radialidade é considerada no problema. Este trabalho, em

particular, considera gerar soluções em que existem linhas conectadas a todos os nós de carga do sistema—o número de linhas conectadas a um nó de carga deve ser sempre maior ou igual que um, enquanto que nós de passagem podem ou não ter linhas conectadas a eles—, sendo que o número de linhas operando deve ser sempre igual ao número de nós de carga no sistema mais o número de linhas conectadas aos nós de passagem. Apesar do processo de otimização evitar que nós de passagem sejam nós terminais na solução final, a abordagem considerada leva a avaliação desnecessária de soluções desse tipo. O ponto mais crítico, entretanto, é que a restrição de radialidade é sempre avaliada *a posteriori*, no cálculo da função objetivo. Esse tipo de estratégia é altamente ineficiente, já que a grande maioria das soluções obtidas no processo de otimização não apresenta topologia radial. Uma descrição mais profunda sobre esse fato e como contornar o problema citado é apresentada por Macedo *et al.* (2018). A confiabilidade das soluções obtidas no processo de otimização é avaliada em termos de um limite inferior, que assume que todas as linhas estão equipadas com chaves, permitindo assim o isolamento da seção atingida pela falta e a restauração do serviço, e um limite superior, que assume que nenhuma linha possui chave, assim apenas a subestação é desconectada do sistema no caso de ocorrência de uma falta. A função de avaliação (adaptação, no caso de algoritmos genéticos) resultante faz um cálculo de confiabilidade utilizando fatores de ponderação entre os limites superior e inferior calculados. A forma de calcular o limite inferior, entretanto, não é descrita no artigo, sendo que o cálculo iria requerer a avaliação da capacidade do sistema restaurar o fornecimento em todos os cenários de falta, utilizando linhas que “sobram” no sistema durante o processo de otimização. Os próprios autores apenas reconhecem que esse, por si só, é um problema muito complexo.

Tang (1996) modela a confiabilidade na função objetivo do PESD por meio de custos de interrupções, custos de dispositivos de chaveamento, junto com custos de investimento, manutenção e perdas de energia nas subestações e nos alimentadores. A formulação apresentada é de programação não linear inteira mista, sendo que o modelo é reformulado como um problema de fluxo máximo a custo mínimo com capacidade limitada, que pode ser resolvido utilizando-se técnicas de fluxos em redes. Uma estratégia denominada de *entrelaçamento* é utilizada para resolver o problema multiestágio, resolvendo-se problemas mono estágio separadamente. As restrições de queda de tensão só podem ser verificadas *a posteriori*, após cada iteração do algoritmo, *i.e.*, a solução do algoritmo de fluxos em redes não considera os limites de tensão, assim como a restrição de radialidade, sendo que para esta, uma estratégia é apresentada para desfazer laços que possam eventualmente aparecer no sistema.

Um algoritmo de recozimento simulado é proposto por Jonnavithula e Billinton (1996) para o problema de PESD em que o objetivo é obter uma rede radial que minimize o custo total correspondente aos custos de confiabilidade, perdas, investimento e manutenção. Cada proposta de solução gerada pela meta-heurística é avaliada por um algoritmo de fluxo de potência especializado para redes radiais, sendo que os custos de interrupções são calculados usando uma abordagem baseada na enumeração das contingências. Assim como algoritmos populacionais, algoritmos de otimização que realizam a busca em vizinhanças, como o algoritmo de recozimento simulado (GLOVER; KOCHENBERGER, 2003), podem apresentar fraco desempenho caso a restrição de radialidade não seja adequadamente atendida. O método proposto nesse trabalho não explica como uma solução vizinha (idealmente radial) é obtida a partir da solução corrente radial—somente afirma que uma solução aleatória é gerada, conectando os pontos de carga. Dessa forma que é apresentado, o algoritmo é equivalente a uma busca totalmente aleatória no espaço de busca do problema, sendo que os parâmetros do algoritmo de recozimento simulado não têm nenhum impacto no seu desempenho.

Um modelo matemático de programação linear inteira mista é apresentado por Lotero e Contreras (2011) para resolver o problema de PESD. A operação da rede é simplificada e a função objetivo inclui as perdas no sistema utilizando uma linearização por partes da função quadrática exata. O modelo considera planejamento multiestágio e investimento em subestações e em linhas, tanto na construção quanto na repotenciação e no recondutoramento, além da obtenção de uma topologia radial. A confiabilidade, entretanto, não é incluída explicitamente no modelo—a estratégia consiste na obtenção de um conjunto de soluções de boa qualidade utilizando a formulação matemática proposta, sendo que em seguida a confiabilidade de cada uma dessas soluções é avaliada, e depois disso a solução do problema é determinada, baseada também em outros fatores, incluindo a segurança do sistema, exigências regulatórias, impactos ambientais etc.

Uma estratégia semelhante a de Lotero e Contreras (2011), de avaliar *a posteriori* a confiabilidade de um conjunto de soluções obtidas com um modelo exato para tomar a decisão de investimento, é proposta por Muñoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2016). Nesse caso o modelo apresentado, de programação estocástica, também considera o planejamento da geração distribuída a partir de fontes renováveis de energia.

Finalmente, Muñoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2018a) incluem explicitamente na modelagem matemática do problema de PESD multiestágio restrições para o cálculo da confiabilidade. O modelo proposto de programação linear inteira mista, otimiza dessa forma o planejamento da rede de distribuição levando em conta os aspectos econômicos e a confiabilidade.

O modelo de operação da rede é simplificado e as opções de investimento tradicionais em linhas e subestações são consideradas.

1.1.2 Planejamento considerando restauração do fornecimento

Todos os trabalhos analisados na subseção anterior consideram o problema de PESD com o objetivo de obter apenas a topologia da rede para operação em condição normal, com característica radial. Nesta subseção é discutido o problema de PESD em que além da topologia radial, linhas reserva (que permanecem desconectadas durante a operação normal) também são planejadas, de forma que o sistema tenha capacidade de operar eficientemente e com segurança durante cenários de contingência (ou durante manutenções programadas).

Em sistemas de distribuição radiais, após a ocorrência de uma falta em um ramo, o fornecimento de energia elétrica para todos os consumidores a jusante do dispositivo de proteção que atuou devido à falta é interrompido, sendo que esses consumidores permanecem sem o fornecimento de energia até que o defeito seja corrigido. Essa situação é indesejada para as empresas de distribuição, pois piora os índices de confiabilidade do sistema relacionados com o tempo de interrupções, podendo levar a punições monetárias impostas pelas agências reguladoras.

Planejar um sistema radial para operação eficiente da rede em situação normal e em uma etapa seguinte realizar o planejamento das linhas reserva sem modificar o sistema planejado anteriormente é uma alternativa para se obter uma rede mais confiável. Entretanto, essa estratégia pode levar a obtenção de soluções em que seja possível restaurar apenas uma pequena parte da carga afetada pelo defeito, principalmente devido a característica de operação radial. Obviamente, também é possível planejar o sistema para as situações de contingência considerando cada cenário individualmente, sendo que todos os investimentos feitos para cada cenário devem ser considerados na solução final. Essa estratégia, entretanto, forneceria soluções com alto custo de investimento.

Idealmente, na formulação do problema de PESD, deve ser incluído o planejamento de linhas reserva para a operação do sistema em situações de contingência. Isso, entretanto, aumenta muito a complexidade do problema, pois a técnica de solução deverá considerar a operação do sistema nas situações de contingência. Em um modelo matemático isso equivale a incluir uma dimensão extra no problema para cada cenário de contingência considerado, aumentando o número de variáveis e restrições relacionadas com a operação da rede. Em técnicas

de solução baseadas em meta-heurísticas, isso equivale a avaliar a operação do sistema em cada cenário de contingência, considerando que a topologia de operação da rede em cada cenário de contingência está representada no vetor de proposta de soluções, junto com as variáveis de investimento. Alternativamente, na formulação de uma meta-heurística, é possível utilizar uma forma de representação de uma proposta de solução que considere apenas os investimentos no sistema de distribuição, sendo que para cada cenário de contingência, deve ser resolvido um problema de restauração ótima do fornecimento (que por si só já é um problema complexo) para avaliar a qualidade dessa proposta de solução (BROWN; HANSON, 2001; ROMERO *et al.*, 2016).

A maioria dos trabalhos apresentados nesta subseção, como será discutido, consideram a operação simplificada do sistema de distribuição e utilizam heurística e meta-heurísticas para resolver o problema. Além disso, nem todos consideram otimizar o investimento em linhas reserva, e a solução nem sempre é avaliada em relação a cenários de contingência.

Glamocanin e Filipovic (1993) apresentam regras heurísticas e um algoritmo heurístico para o problema de PESD considerando restauração do fornecimento em situações de saída de uma linha ou de um transformador em uma subestação. O algoritmo primeiro obtém uma topologia malhada para a rede, e em seguida uma topologia radial é obtida considerando a minimização das perdas. As regras heurísticas propostas servem para obter uma solução inicial para o problema e melhorar as soluções do algoritmo heurístico.

Outro trabalho pioneiro que resolve o problema de PESD considerando a obtenção de uma rede malhada para restauração do fornecimento em situações de falta foi apresentado por Nara *et al.* (1994). Na proposta são considerados cenários de faltas pré-determinados na rede e um algoritmo baseado em uma estratégia de decomposição coordenada é utilizado para resolver o problema. Leva-se em conta o planejamento estático da rede, a instalação de apenas um tipo de condutor e modelo de corrente constante com fator de potência unitário para a carga. De forma geral, a estratégia é baseada na premissa que a operação do sistema em cada cenário de falta é independente da operação da rede em outro cenário, sendo que as variáveis de acoplamento do problema são apenas as de investimento. O algoritmo iterativo considera fazer um tipo de investimento na rede, construindo uma linha ou uma subestação, e em seguida realiza a reconfiguração do sistema em cada cenário de falta, de forma a minimizar as violações das restrições. Em cada etapa, o investimento é feito de forma a levar a maior redução na violação das restrições, sendo que quando apenas o investimento em uma alternativa não é mais suficiente para tornar a operação do sistema factível, o algoritmo passa a considerar o investimento em duas alternativas, e por último considera construir todas as alternativas de expansão, de

forma a tentar tornar a operação factível em todos os cenários de falta. Se mesmo assim, após essa última etapa, alguma restrição for violada, então o problema é infactível. Se o algoritmo encontra em algum momento uma solução factível, então uma segunda etapa, que consiste em remover linhas ou subestações dessa solução, é aplicada, de forma a reduzir os custos de investimento. Essa segunda etapa é repetida, em conjunto com o algoritmo de troca de ramos, até que não seja possível retirar nenhum investimento da rede. A proposta obtém soluções subótimas, com baixo esforço computacional. Finalmente, observa-se que o objetivo considerado é obter uma rede que seja capaz de atender o fornecimento de todas as cargas do sistema em todos os cenários de falta (exceto, é claro, as cargas da seção que está em falta), e por isso não são considerados índices de confiabilidade.

Leung, Khator e Schnepf (1995) resolvem o problema de planeamento da capacidade de subestações considerando cenários com uma única falta no maior transformador de qualquer subestação. Dois modelos de programação linear são apresentados, um para determinar a carga que cada subestação pode receber em uma situação de falta, e o outro para determinar a realocação de cargas entre as subestações quando o limite de alguma delas é violado.

Kuwabara e Nara (1997) estendem a proposta de Nara *et al.* (1994) para o problema de PESD multiestágio para restauração do fornecimento em cenários de falta. As considerações feitas na formulação do problema são as mesmas que as de Nara *et al.* (1994), com a diferença que a estratégia proposta decompõe o problema multiestágio em problemas estáticos e utiliza a abordagem apresentada por Nara *et al.* (1991) para resolver o problema de forma coordenada.

Uma abordagem multiobjetivo utilizando um algoritmo evolutivo foi apresentada por Ramírez-Rosado e Bernal-Agustín (2001) para o problema de PESD considerando o planeamento de linhas reserva. Uma forma de codificação inteira é apresentada para o problema, sendo que para o PESD multiestágio, uma estratégia de solução pseudo-dinâmica é utilizada.

Outro algoritmo evolutivo foi proposto por Díaz-Dorado, Cidrás e Míguez (2002) para resolver o problema de planeamento considerando alimentadores com laços, em que cada nó de demanda tem a possibilidade de ser conectado à uma subestação por meio de dois caminhos, sem considerar índices de confiabilidade.

Asakura *et al.* (2003) apresenta um método baseado em reconfiguração da rede e geração de planos de construção para resolver o problema de PESD. O método proposto primeiro tenta reconfigurar a rede considerando a redução das perdas, analisando as situações de continência. Se a operação da rede for infactível, então o método gera planos de expansão candidatos, de forma a eliminar violações em restrições operacionais. A reconfiguração da rede é realizada

utilizando-se um algoritmo de busca tabu reativa, enquanto que as análises de contingência são feitas usando um sistema especialista em conjunto com o algoritmo de busca tabu reativa.

Ramírez-Rosado e Domínguez-Navarro (2004, 2006) formulam e resolvem o problema de PESD usando conceitos de lógica nebulosa. O primeiro trabalho apresenta a formulação não linear nebulosa para o problema, sendo que o problema multiestágio é resolvido com uma abordagem pseudo-dinâmica. O segundo trabalho dá ênfase na técnica de solução utilizada para resolver o problema, baseada em um algoritmo de busca tabu multiobjetivo.

Carrano *et al.* (2006) apresentam uma abordagem utilizando o algoritmo NSGA-II especializado considerando custos de expansão e índices de faltas para o problema de PESD. O algoritmo proposto apresenta operadores especializados para o problema em questão, para melhorar o desempenho no processo de resolução.

Sahoo, Ganguly e Das (2012) apresentam um método baseado no algoritmo de enxame de partículas multiobjetivo para o problema de PESD estático que considera a construção e o recondutoramento de alimentadores e a alocação de chaves, em que o objetivo é a minimização dos custos de investimento e operação da rede e a maximização da confiabilidade. O método é dividido em dois passos, sendo que no primeiro o algoritmo otimiza a estrutura dos alimentadores e a localização das chaves, e no segundo, as linhas reserva são otimizadas.

Um método baseado no algoritmo de enxame de partículas discreto foi apresentado por Ziari *et al.* (2012) para o problema de PESD considerando restauração do fornecimento incluindo além das alternativas de investimento tradicionais em subestações e alimentadores, também a instalação de geração distribuída na rede, com o objetivo de minimizar os custos de investimento e perdas e melhorar a confiabilidade do sistema.

Cossi *et al.* (2012) propõem um algoritmo de busca tabu reativa multiobjetivo para o problema de PESD estático considerando restauração do fornecimento. Além das alternativas de investimento tradicionais, um algoritmo genético dedicado é utilizado para resolver o problema de alocação de chaves no sistema. A função objetivo considera custos de investimento e operação, junto com custos de confiabilidade, relacionados com o custo da energia não suprida devido às ações de reparo e operações de chaveamento na rede.

Pereira Junior *et al.* (2014) propõem resolver o problema de PESD multiestágio considerando a restauração do fornecimento utilizando um algoritmo de busca tabu multiobjetivo. O trabalho apresenta um modelo ilustrativo para o problema, de programação não linear inteira mista, sendo que a função objetivo considera os custos de investimento, operação e de confiabilidade. Como alternativas de investimento são consideradas a construção e repotenciação das subestações e a construção e o recondutoramento de linhas, além da alocação de chaves.

Um algoritmo genético é proposto por Bagheri, Monsef e Lesani (2015) para resolver o problema de PESD considerando as alternativas de investimento comuns e também a instalação de geração distribuída renovável e não-renovável. O trabalho considera ações de ilhamento de partes da rede ou transferência de cargas para outros alimentadores reserva de forma a aumentar a confiabilidade da rede, que é avaliada por meio do custo da energia não suprida esperada.

De Souza, Rider e Mantovani (2015) apresentam dois modelos de programação linear inteira mista, o primeiro para o problema de PESD estático tradicional, com o objetivo de obter uma topologia radial de operação, e no segundo para a alocação de chaves e linhas reserva. Ambos modelos consideram formulações simplificadas para a operação da rede. O planejamento multiestágio é resolvido utilizando-se uma estratégia pseudo-dinâmica e os índices de confiabilidade não são incluídos explicitamente nos modelos.

Mazhari, Monsef e Romero (2016) apresentam um algoritmo NSGA-II para resolver o problema de PESD levando em conta uma estratégia denominada de *escolha do consumidor para a confiabilidade*, que consiste em permitir que o consumidor pague um preço de energia proporcional ao nível de confiabilidade fornecido para ele pela empresa de distribuição durante um período de contrato.

Turner *et al.* (2017) apresentam um algoritmo de busca local iterada para o problema de PESD considerando cenários de contingências únicas nos transformadores das subestações. A rede planejada deve ser capaz de restaurar o fornecimento de todas as cargas em qualquer um dos cenários de contingência. Os autores avaliam, dessa forma, as alternativas viáveis de investimento e analisam se é mais econômico realizar o investimento em subestações com maiores capacidades ou em redes mais robustas.

Observa-se que em todas as referências analisadas, o problema de PESD considerando a restauração do fornecimento em situações de contingência é sempre resolvido utilizando-se técnicas heurísticas e meta-heurísticas. Em algumas meta-heurísticas, o subproblema de restauração, que geralmente é resolvido para cada proposta de solução, também é resolvido de maneira aproximada por heurísticas, como a de troca de ramos, ou por outras meta-heurísticas. Verifica-se que na literatura ainda não foi apresentado um modelo de otimização completo para resolver o problema discutido.

Finalmente, é importante salientar que a solução para o planejamento de subestações e linhas realizado em todos os trabalhos apresentados neste capítulo não representa a estrutura final completa do sistema primário de distribuição. As soluções obtidas devem passar por diversas análises, além de outras etapas de planejamento, como o planejamento de reativos (BARAN; WU, 1989a), planejamento da geração distribuída (LI; AYYANAR; VITTAL, 2016),

planejamento de confiabilidade e da proteção (PEREIRA *et al.*, 2018; SOHN; NAM; PARK, 2006), alocação de chaves (DE ASSIS *et al.*, 2015; LÓPEZ; FRANCO; RIDER, 2016) etc. As soluções fornecidas para o problema de planejamento a longo prazo fornecem sistemas mais seguros e flexíveis, capazes de apresentar melhores índices de confiabilidade desde que as outras etapas de planejamento também sejam realizadas de maneira adequada.

1.2 OBJETIVOS

Os objetivos principais desta tese são os seguintes:

- Apresentar um método mais preciso para o cálculo de índices de confiabilidade para serem utilizados no problema de PESD considerando restauração do fornecimento;
- Propor modelos matemáticos completos para serem resolvidos com métodos exatos para o problema de PESD considerando restauração do fornecimento;
- Avaliar a qualidade das soluções fornecidas pelos diferentes modelos e compará-los em termos de performance e precisão;
- Propor uma estratégia para encontrar uma solução inicial de boa qualidade para o problema de PESD considerando restauração do fornecimento. Esse algoritmo deve ser capaz de encontrar soluções de boa qualidade com esforço computacional relativamente baixo;
- Desenvolver uma meta-heurística de busca em vizinhança variável para resolver o problema de PESD considerando restauração do fornecimento em sistemas de maior complexidade.

Todas as implementações serão feitas usando a linguagem de modelagem matemática AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003) e os modelos (e subproblemas, no caso de meta-heurísticas) devem ser resolvidos com o *solver* CPLEX (INTERNATIONAL BUSINESS MACHINES - IBM, 2018).

1.3 CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições do trabalho proposto são as seguintes:

- i. Desenvolvimento de um modelo matemático completo:

- a. Modelagem precisa da operação da rede dentro do problema de PESD multiestágio;
 - b. Planejamento integrado da rede, considerando tanto a operação em condição normal quanto em situações de contingência para a restauração do fornecimento;
 - c. Inclusão de índices de confiabilidade na formulação matemática do problema de PESD considerando restauração do fornecimento.
- ii. Desenvolvimento de uma estratégia para obter uma solução inicial para o problema e uma meta-heurística de busca em vizinhança variável:
 - a. Desenvolvimento de uma estratégia geral baseada em busca em vizinhança variável para resolver problemas complexos;
 - b. Proposta de uma técnica inédita para resolver o problema de PESD considerando restauração do fornecimento;
 - c. Desenvolvimento de vizinhanças eficientes para o problema.

Com relação ao primeiro ponto correspondente à modelagem matemática, a proposta apresentada neste trabalho considera uma modelagem precisa para a operação da rede de distribuição no problema de PESD, incluído as equações de fluxo de carga ac no problema, enquanto a grande maioria dos trabalhos utilizam formulações simplificadas. Ao se considerar a formulação ac é possível obter soluções de melhor qualidade para o problema, levando em conta os limites exigidos de tensão e cálculos mais precisos das correntes nos condutores.

O ponto (b) do item (i) é inovador, pois a proposta considera o planejamento integrado da rede dentro de uma formulação matemática exata. Como propostas de investimento, são consideradas, dentro do problema, a construção e repotenciação de subestações, a construção e recondutoramento de alimentadores e a alocação de geradores distribuídos. O objetivo de se considerar todas essas alternativas de investimento simultaneamente é a obtenção de soluções de melhor qualidade que as que seriam obtidas ao se resolver cada problema de investimento separadamente.

O item (c) também é inovador, pois a formulação matemática proposta permite o cálculo de índices de confiabilidade levando em conta os cenários de contingência e quais cargas ficam desconectadas em cada cenário de falta. Dessa forma, a proposta difere-se de trabalhos como o de Muñoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2018a), em que se considera que todas as cargas a jusante de uma falta permanente em um cenário permanecem desconectadas durante o tempo de reparo. Cabe salientar que em Muñoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2018a), somente a rede

para operação normal (radial) é planejada, e utilizando-se um modelo simplificado para a operação do sistema.

Dessa forma a modelagem matemática proposta pode ser considerada inovadora, pois considera simultaneamente vários aspectos do problema de PESD que não foram considerados em trabalhos anteriores.

Em relação a meta-heurística, o objetivo é resolver o mesmo problema que o modelo matemático resolve, mas considerando sistemas de maior porte, para os quais as técnicas de solução exatas ainda não são capazes de encontrar soluções satisfatórias. A estratégia VNS e o algoritmo VNS especializado proposto para o problema também são contribuições originais.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O restante deste trabalho está organizado da seguinte forma:

- O Capítulo 2 apresenta os detalhes sobre o problema de PESD considerando restauração do fornecimento;
- O Capítulo 3 apresenta diversas formulações matemáticas, com diferentes níveis de precisão e de complexidade para o problema de PESD considerando restauração do fornecimento. Testes são realizados utilizando o sistema de 24 nós;
- O Capítulo 4 apresenta a implementação do algoritmo GVNS especializado para resolver o problema de PESD considerando restauração do fornecimento, que é capaz de resolver sistemas de maior complexidade. A meta-heurística proposta é testada com os sistemas de 24 e 54 nós;
- O Capítulo 5 apresenta as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

2 O PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

ESTE capítulo apresenta os conceitos básicos, considerações e definições para o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando restauração do fornecimento. A abordagem dos tópicos é feita utilizando programação matemática, de maneira a facilitar o entendimento dos modelos completos que serão apresentados no próximo capítulo.

Inicialmente são apresentadas e discutidas formulações para o cálculo do estado de operação em regime permanente de sistemas de distribuição, desde o modelo exato ac, passando por relaxações e linearizações, até a obtenção de um modelo simplificado que considera o balanço de potência aparente na rede. A escolha do modelo de operação da rede a ser considerado no problema de planejamento da expansão tem impacto direto tanto na qualidade da solução quanto na complexidade do problema—um modelo muito relaxado pode ser resolvido com um baixo esforço computacional mas pode levar a obtenção de soluções infactíveis quando a operação do sistema real é considerada, ao passo que um modelo que considera a operação exata da rede pode ser intratável pelos métodos de solução existentes.

O segundo tópico abordado é o de restauração do fornecimento em sistemas de distribuição, sendo que são apresentadas as considerações feitas na formulação do problema. Esse assunto é fundamental no desenvolvimento deste trabalho, pois o modelo que será proposto irá

incluir explicitamente a restauração do fornecimento dentro do problema de planejamento da expansão.

Outro tópico apresentado discute as diferenças entre o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica, incluindo as semelhanças e particularidades de cada um deles.

Em seguida discute-se o problema de planejamento de expansão de sistemas de distribuição para a operação normal, em que se obtém uma topologia de operação radial para a rede. Depois disso, as considerações para o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição considerando restauração do fornecimento são discutidas e um caso ilustrativo é analisado.

Por fim são apresentados os principais índices de confiabilidade utilizados na análise de sistemas de distribuição de energia elétrica e como calculá-los levando-se em conta a restauração do fornecimento. Esses índices serão incluídos na formulação proposta para o problema de planejamento de expansão.

Todos os tópicos apresentados nesse capítulo já foram apresentados ou discutidos na literatura, em diferentes contextos. Entretanto, é importante discuti-los no contexto do problema de PESD, de forma que as limitações, considerações e aproximações do modelo que será proposto estejam claras.

2.1 OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Sistemas de energia elétrica são redes formadas por componentes que “geram”, “transmitem” e “consomem” energia elétrica¹. Dessa forma, podem ser divididos em sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Um sistema de distribuição de energia elétrica, por sua vez, pode ser dividido em rede primária, que conecta os transformadores das subestações a transformadores de distribuição, e redes secundárias, que conectam os transformadores de distribuição aos consumidores. O objetivo deste trabalho é o planejamento das subestações e do sistema primário de distribuição.

O sistema primário opera em média tensão, é trifásico e possui cargas desequilibradas. Entretanto, em planejamento, a rede de distribuição é aproximada por um sistema monofásico, considerando que a carga é aproximadamente equilibrada.

¹ O que ocorre de fato nesse tipo de sistema é a conversão eletromecânica da energia.

Além disso, com o objetivo de se obter uma rede robusta, equipamentos como bancos de capacitores e reguladores de tensão são geralmente desconsiderados no problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição a longo prazo.

Para simplificar a coordenação da proteção, sistemas de distribuição operam de forma radial². Entretanto, podem possuir linhas reserva que permanecem desconectadas durante a operação normal, e que devem entrar em operação durante situações de contingência.

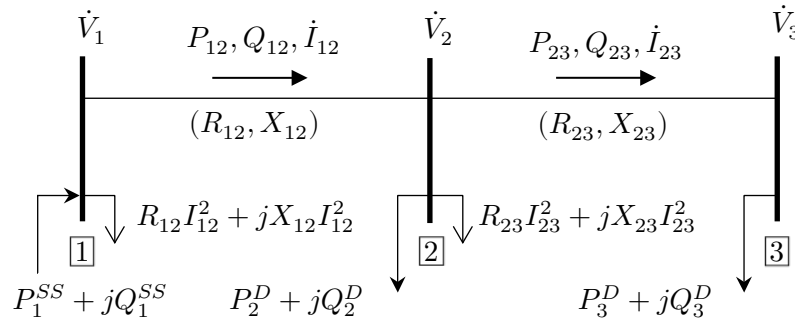
2.1.1 Modelo ac

A operação em regime permanente de um sistema de distribuição radial é modelada assumindo-se que:

- i. As cargas são representadas como demandas de potência ativa e reativa constantes;
- ii. O sistema é balanceado e pode ser representado por um equivalente monofásico.

Estas considerações são mostradas na Figura 2, para um sistema ilustrativo de três nós.

Figura 2 – Sistema de distribuição ilustrativo de três nós



Fonte: Adaptado de Macedo *et al.* (2015).

Sejam $N = \{1, 2, 3\}$ o conjunto de nós e $B = \{(1,2), (2,3)\}$ o conjunto de ramos do sistema mostrado na Figura 2. Para $i \in N$ e $ij \in B$, os parâmetros do problema de fluxo de potência são: R_{ij} , a resistência do ramo ij , X_{ij} , a reatância do ramo ij , P_i^D , a demanda de potência ativa no nó i , e Q_i^D , a demanda de potência reativa no nó i . As variáveis são: $\dot{V}_i$, o fasor tensão no nó i , $\dot{I}_{ij}$, o fasor corrente no ramo ij , P_{ij} o fluxo de potência ativa no ramo ij ,

² Apesar da operação da grande maioria dos sistemas de sistemas de distribuição de energia elétrica ser radial, a operação fracamente malhada pode ser mais eficiente, como discutido por Ritter, Franco e Romero (2015) e analisado por Chen *et al.* (2004).

Q_{ij} , o fluxo de potência reativa no ramo ij , e P_i^{SS} e Q_i^{SS} , que são, respectivamente, as injeções de potência ativa e reativa pela subestação no nó i . Os termos $R_{ij}I_{ij}^2$ e $X_{ij}I_{ij}^2$ representam as perdas de potência ativa e reativa do ramo ij , respectivamente (BARAN; WU, 1989b; CESPEDDES, 1990). Adicionalmente, $P_1^D = 0$, $Q_1^D = 0$, $\dot{V}_1$ é conhecido, $P_2^{SS} = 0$, $Q_2^{SS} = 0$, $P_3^{SS} = 0$ e $Q_3^{SS} = 0$.

Com base na Figura 2, a queda de tensão no circuito ij é apresentada em (1):

$$\dot{V}_i - \dot{V}_j = \dot{I}_{ij}(R_{ij} + jX_{ij}) \quad \forall ij \in B \quad (1)$$

em que o fasor corrente, $\dot{I}_{ij}$, é calculado de acordo com (2).

$$\dot{I}_{ij} = \left(\frac{P_{ij} + jQ_{ij}}{\dot{V}_j} \right)^* \quad \forall ij \in B \quad (2)$$

Substituindo-se (2) em (1), a equação (3) é obtida.

$$(\dot{V}_i - \dot{V}_j)\dot{V}_j^* = (P_{ij} - jQ_{ij})(R_{ij} + jX_{ij}) \quad \forall ij \in B \quad (3)$$

Os fasores tensão $\dot{V}_i$ e $\dot{V}_j$, em coordenadas retangulares, assumem as formas mostradas em (4) e (5), onde V_i e θ_i são a magnitude e o ângulo de fase do fasor $\dot{V}_i$, respectivamente.

$$\dot{V}_i = V_i(\cos \theta_i + j \sin \theta_i) \quad (4)$$

$$\dot{V}_j = V_j(\cos \theta_j + j \sin \theta_j) \quad (5)$$

Considerando-se que $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$, (3) pode ser reescrita no formato mostrado em (6).

$$V_i V_j (\cos \theta_{ij} + j \sin \theta_{ij}) - V_j^2 = (R_{ij} + jX_{ij})(P_{ij} - jQ_{ij}) \quad \forall ij \in B \quad (6)$$

Separando (6) em partes real e imaginária, obtém-se (7) e (8).

$$V_i V_j \cos \theta_{ij} = V_j^2 + R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij} \quad \forall ij \in B \quad (7)$$

$$V_i V_j \sin \theta_{ij} = X_{ij}P_{ij} - R_{ij}Q_{ij} \quad \forall ij \in B \quad (8)$$

Elevando-se ao quadrado ambos os lados de (7) e (8), somando essas duas equações, e utilizando a equação fundamental da trigonometria, $\sin^2 \theta_{ij} + \cos^2 \theta_{ij} = 1$, obtém-se (9).

$$V_i^2 - V_j^2 = 2(R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}) + (R_{ij} + X_{ij})^2 \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_j^2} \quad \forall ij \in B \quad (9)$$

Para simplificar a notação, calcula-se o quadrado do módulo da impedância do ramo ij como $Z_{ij}^2 = (R_{ij} + X_{ij})^2$ e o quadrado da magnitude da corrente no ramo ij de acordo com (10).

$$I_{ij}^2 = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_j^2} \quad \forall ij \in B \quad (10)$$

As relações (9) e (10) são uma consequência da aplicação da lei de Kirchhoff das tensões no laço fundamental formado pelo ramo ij e as cargas dos nós i e j conectadas com a terra.

As equações que representam a operação em regime permanente de um sistema de distribuição de energia elétrica radial são mostradas em (11)–(14).

$$\sum_{ki \in B} P_{ki} - \sum_{ij \in B} (P_{ij} + R_{ij} I_{ij}^2) + P_i^{SS} = P_i^D \quad \forall i \in N \quad (11)$$

$$\sum_{ki \in B} Q_{ki} - \sum_{ij \in B} (Q_{ij} + X_{ij} I_{ij}^2) + Q_i^{SS} = Q_i^D \quad \forall i \in N \quad (12)$$

$$V_i^2 - V_j^2 = 2(R_{ij} P_{ij} + X_{ij} Q_{ij}) + Z_{ij}^2 I_{ij}^2 \quad \forall ij \in B \quad (13)$$

$$V_j^2 I_{ij}^2 = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall ij \in B \quad (14)$$

As equações de balanço de potência ativa e reativa (lei de Kirchhoff das correntes) em todas os nós são representadas por (11) e (12). Nos nós de demanda, as injeções de potência ativa e reativa são fixadas em zero, $P_i^{SS} = 0$ e $Q_i^{SS} = 0$. A aplicação sistemática da lei de Kirchhoff das tensões a cada laço fundamental do sistema é expressa em (13) e (14), nas quais as magnitudes das tensões em nós de subestação são fixadas em seus valores nominais.

Como (11)–(14) apresentam um produto de variáveis e variáveis elevadas ao quadrado, essa formulação de fluxo de potência é não linear e não convexa. Isso implica que se estas equações forem escolhidas para representar a operação do sistema de distribuição em problemas mais complexos de operação ou planejamento que contenham variáveis inteiras, o modelo resultante será de programação não linear inteira mista, de difícil solução por meio de técnicas existentes.

Entretanto, note que em (11)–(14) as magnitudes das tensões nos nós e magnitudes das correntes nos ramos estão todas elevadas ao quadrado, então as trocas de variáveis (15) e (16) são convenientes de serem feitas.

$$V_i^{SQ} = V_i^2, V_i^{SQ} \geq 0 \quad \forall i \in N \quad (15)$$

$$I_{ij}^{SQ} = I_{ij}^2, I_{ij}^{SQ} \geq 0 \quad \forall ij \in B \quad (16)$$

Além disso, como o problema de fluxo de potência apresenta as seguintes características:

- i. A função objetivo v minimiza as perdas ativas do sistema;

- ii. As resistências das linhas são diferentes de zero;
- iii. A operação do sistema é radial;
- iv. As variáveis V_i^{SQ} e I_{ij}^{SQ} são não-negativas;

então a restrição não-linear (14) pode ser substituída pela restrição cônica de segunda ordem (17) (FARIVAR; LOW, 2013).

$$V_j^{SQ} I_{ij}^{SQ} \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall ij \in B \quad (17)$$

O modelo resultante, de programação cônica de segunda ordem, para o cálculo do ponto de operação em sistemas de distribuição radiais, é apresentado em (18)–(24).

$$\min v = \sum_{ij \in B} R_{ij} I_{ij}^{SQ} \quad (18)$$

Sujeito a:

$$\sum_{ki \in B} P_{ki} - \sum_{ij \in B} (P_{ij} + R_{ij} I_{ij}^{SQ}) + P_i^{SS} = P_i^D \quad \forall i \in N \quad (19)$$

$$\sum_{ki \in B} Q_{ki} - \sum_{ij \in B} (Q_{ij} + X_{ij} I_{ij}^{SQ}) + Q_i^{SS} = Q_i^D \quad \forall i \in N \quad (20)$$

$$V_i^{SQ} - V_j^{SQ} = 2(R_{ij} P_{ij} + X_{ij} Q_{ij}) + Z_{ij}^2 I_{ij}^{SQ} \quad \forall ij \in B \quad (21)$$

$$V_j^{SQ} I_{ij}^{SQ} \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall ij \in B \quad (22)$$

$$V_i^{SQ} \geq 0 \quad \forall i \in N \quad (23)$$

$$I_{ij}^{SQ} \geq 0 \quad \forall ij \in B \quad (24)$$

As condições para que a restrição cônica (22) esteja ativa na solução do problema são apresentadas por Farivar e Low (2013) e Franco, Rider e Romero (2014). O modelo de programação cônica de segunda ordem obtido é equivalente ao problema de programação não linear original.

O problema resultante pode ser eficientemente resolvido por técnicas de solução exatas, sendo que a solução nesse caso será a mesma solução do problema de programação não linear original. Por outro lado, em sistemas de grande porte, a presença de restrições cônicas de segunda ordem pode levar a problemas de convergência em métodos exatos.

Para contornar essa dificuldade, um modelo de programação linear para esse problema pode ser obtido considerando-se algumas aproximações em (22). O lado esquerdo de (22) pode ser aproximado por uma função linear, de acordo com o que é apresentado em (25).

$$V_j^{SQ} I_{ij}^{SQ} \approx (V^N)^2 I_{ij}^{SQ} \quad \forall ij \in B \quad (25)$$

A aproximação (25) é válida, com um erro pequeno, quando se leva em conta que o intervalo dos limites da magnitude da tensão em sistemas de distribuição é pequeno. Nessa aproximação, V^N é a tensão nominal do sistema.

O lado direito de (22) pode ser aproximado por uma linearização por partes, como mostrado em (26)–(39) (ALGUACIL; MOTTO; CONEJO, 2003; GONÇALVES *et al.*, 2013; GONÇALVES; FRANCO; RIDER, 2015; WILLIAMS, 2013):

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \approx \sum_{\psi=1}^{\Psi} m_{ij,\psi}^S (\Delta_{ij,\psi}^P + \Delta_{ij,\psi}^Q) \quad \forall ij \in B \quad (26)$$

$$P_{ij} = P_{ij}^+ - P_{ij}^- \quad \forall ij \in B \quad (27)$$

$$P_{ij}^+ + P_{ij}^- = \sum_{\psi=1}^{\Psi} \Delta_{ij,\psi}^P \quad \forall ij \in B \quad (28)$$

$$Q_{ij} = Q_{ij}^+ - Q_{ij}^- \quad \forall ij \in B \quad (29)$$

$$Q_{ij}^+ + Q_{ij}^- = \sum_{\psi=1}^{\Psi} \Delta_{ij,\psi}^Q \quad \forall ij \in B \quad (30)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,\psi}^P \leq \bar{\Delta}_{ij}^S \delta_{ij,\psi}^P \quad \forall ij \in B, \psi \in \{1, \dots, \Psi\} \quad (31)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,\psi}^Q \leq \bar{\Delta}_{ij}^S \delta_{ij,\psi}^Q \quad \forall ij \in B, \psi \in \{1, \dots, \Psi\} \quad (32)$$

$$\delta_{ij,\psi}^P \leq \delta_{ij,\psi-1}^P \quad \forall ij \in B, \psi \in \{2, \dots, \Psi\} \quad (33)$$

$$\delta_{ij,\psi}^Q \leq \delta_{ij,\psi-1}^Q \quad \forall ij \in B, \psi \in \{2, \dots, \Psi\} \quad (34)$$

$$P_{ij}^+, Q_{ij}^+, P_{ij}^-, Q_{ij}^- \geq 0 \quad \forall ij \in B \quad (35)$$

$$\delta_{ij,\psi}^P, \delta_{ij,\psi}^Q \in \{0, 1\} \quad \forall ij \in B, \psi \in \{1, \dots, \Psi\} \quad (36)$$

em que:

$$m_{ij,1}^S = \frac{5}{6} \bar{\Delta}_{ij}^S \quad \forall ij \in B \quad (37)$$

$$m_{ij,\psi}^S = (2\psi - 1) \bar{\Delta}_{ij}^S \quad \forall ij \in B, \psi \in \{2, \dots, \Psi\} \quad (38)$$

$$\bar{\Delta}_{ij}^S = \frac{V^N \bar{I}_{ij}}{\Psi} \quad \forall ij \in B \quad (39)$$

Nessa linearização, os parâmetros são: Ψ , o número de blocos da linearização, $m_{ij,\psi}^S$, a inclinação de cada bloco ψ da linearização para cada ramo ij , $\bar{\Delta}_{ij}^S$, o comprimento de cada bloco de linearização para os fluxos de potência no ramo ij , e $\bar{I}_{ij}$, a capacidade de corrente do ramo ij .

As variáveis auxiliares não-negativas P_{ij}^+ , P_{ij}^- , Q_{ij}^+ e Q_{ij}^- , são utilizadas para representar os fluxos de potência ativa e reativa nos ramos, sendo que $\Delta_{ij,\psi}^P$ e $\Delta_{ij,\psi}^Q$ são as variáveis de discretização para os fluxos de potência ativa e reativa no ramo ij , respectivamente.

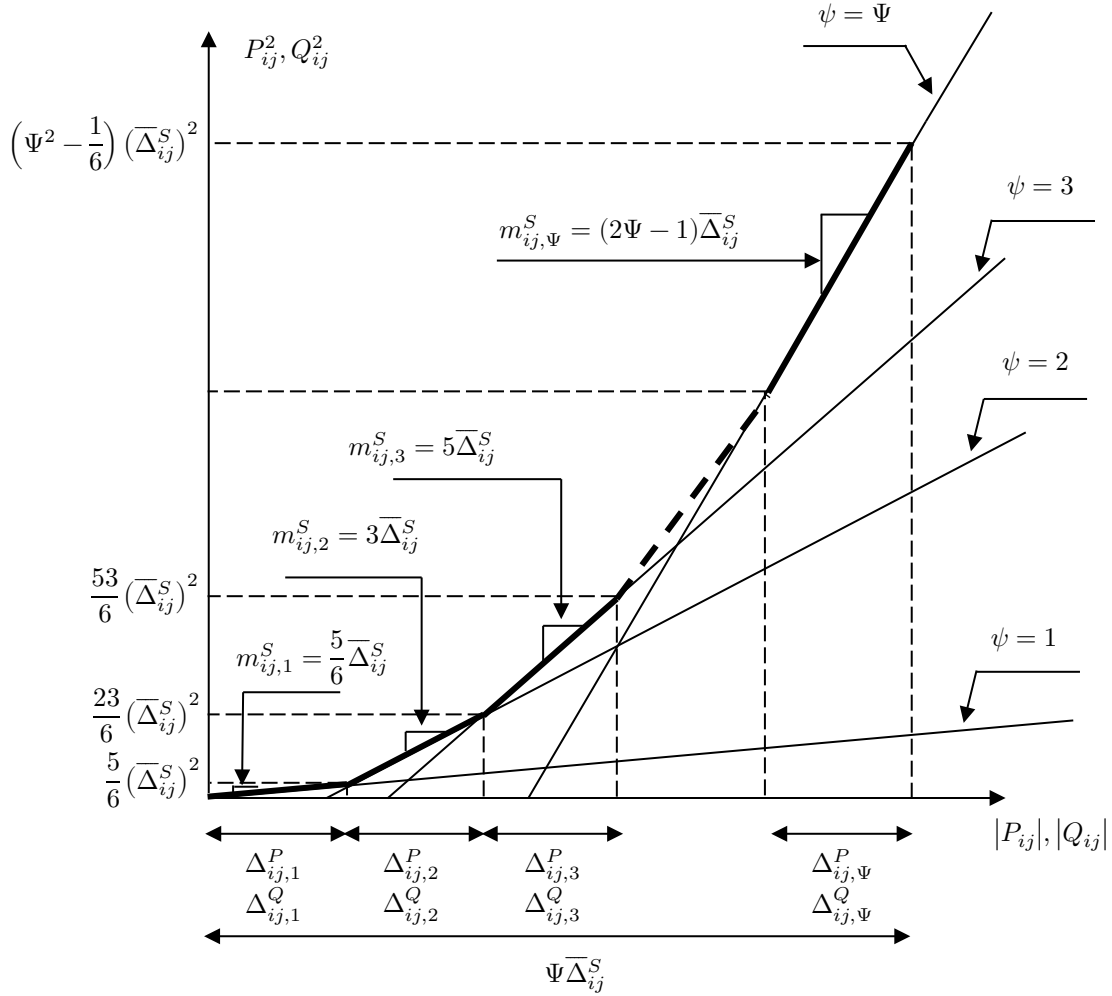
As variáveis binárias $\delta_{ij,\psi}^P$ e $\delta_{ij,\psi}^Q$ são utilizadas para garantir que cada bloco $\Delta_{ij,\psi}^P$ e $\Delta_{ij,\psi}^Q$ correspondentes assumam um valor não zero se, e somente se, todos os blocos anteriores da linearização tenham assumido o valor máximo, $\bar{\Delta}_{ij}^S$, e também que todos os blocos seguintes assumam valor zero.

A restrição (26) aproxima a soma dos quadrados dos fluxos de potência ativa e reativa no ramo ij por uma função linear por partes. Como os fluxos de potência ativa e reativa, P_{ij} e Q_{ij} , podem assumir valores positivos e negativos, as equações (27) e (29) representam esses fluxos como a diferença de duas variáveis não-negativas, enquanto que (28) e (30) impõem que os módulos desses fluxos sejam iguais às somas correspondentes das variáveis dos blocos de linearização. As restrições (31) e (32) apresentam os limites para cada variável de cada bloco de linearização, enquanto que restrições (33) e (34) garantem a ordem de preenchimento dos blocos das linearizações, (35) impõe que as variáveis auxiliares para os cálculos dos fluxos sejam não-negativas e (36) indica a natureza binária das variáveis auxiliares que garantem a ordem de preenchimento dos blocos. Finalmente (37)–(39) apresentam o cálculo dos parâmetros utilizados na linearização.

A linearização apresentada, ilustrada na Figura 3, torna o problema de cálculo do ponto de operação de sistemas de distribuição em regime permanente um problema de PLIM, o que pode tornar os problemas em que ela for aplicada ainda mais complexos.

No caso em que o lado direito de (26) é minimizado direta ou indiretamente no modelo, *e.g.*, por meio da minimização das perdas de potência ativa no sistema, as variáveis $\delta_{ij,\psi}^P$ e $\delta_{ij,\psi}^Q$ podem ser omitidas de (31) e (32), e as restrições (33), (34) e (36) podem ser retiradas da formulação, e a linearização por partes continuará válida, pois os blocos de linearização, correspondentes às variáveis $\Delta_{ij,\psi}^P$ e $\Delta_{ij,\psi}^Q$ serão preenchidos sequencialmente (WILLIAMS, 2013).

Figura 3 – Linearização por partes dos termos quadráticos do modelo de fluxo de potência



Fonte: Gonçalves *et al.* (2013) e Franco *et al.* (2013).

Esse modelo de programação linear pode ser utilizado dentro de formulações de problemas de planejamento da expansão e da operação de sistemas de distribuição de energia elétrica. Entretanto, nota-se que houve um aumento no número de restrições e variáveis contínuas no problema. A precisão da linearização depende do número de intervalos Ψ escolhido—os erros diminuem para valores maiores de Ψ , sendo que, por outro lado, o número de variáveis e restrições no modelo aumentam para valores maiores de Ψ .

Um modelo linear mais simples, adequado em problemas de planejamento, pode ser obtido desconsiderando-se as perdas no sistema, como mostrado em (40)–(42).

$$\sum_{ki \in B} P_{ki} - \sum_{ij \in B} P_{ij} + P_i^{SS} = P_i^D \quad \forall i \in N \quad (40)$$

$$\sum_{ki \in B} Q_{ki} - \sum_{ij \in B} Q_{ij} + Q_i^{SS} = Q_i^D \quad \forall i \in N \quad (41)$$

$$V_i^{SQ} - V_j^{SQ} = 2(R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}) \quad \forall ij \in B \quad (42)$$

A grande vantagem dessa última formulação é que ela é linear e conta com uma aproximação para a queda de tensão. A desvantagem é que, por não considerar as perdas, os fluxos de potência nos ramos estão subestimados, sendo que quanto mais próximo da subestação está o ramo, maior será o erro nas perdas correspondentes a esse ramo.

2.1.2 Modelo simplificado

Um modelo mais simplificado para o cálculo do ponto de operação em sistemas de distribuição de energia elétrica é apresentado em (43) e (44).

$$\sum_{ki \in B} S_{ki} - \sum_{ij \in B} S_{ij} + S_i^{SS} = S_i^D \quad \forall i \in N \quad (43)$$

$$V_i - V_j = Z_{ij} \frac{S_{ij}}{V_N} \quad \forall ij \in B \quad (44)$$

Esse modelo considera que todas as cargas são representadas por demandas de potência aparente, $S_i^D = \sqrt{(P_i^D)^2 + (Q_i^D)^2}$, sendo que as injeções da subestação, S_i^{SS} , e os fluxos de potência nos ramos, S_{ij} , também são de potência aparente. Obviamente, esse modelo desconsidera as perdas no sistema e o cálculo da queda de tensão em (44) é aproximado.

Finalmente, um modelo ainda mais simplificado e amplamente considerado em trabalhos sobre planejamento de sistemas de distribuição é obtido considerando apenas (43) para representar a operação da rede. Nesse caso, as magnitudes das tensões em todos os nós do sistema são assumidas com valor nominal.

2.2 OPERAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste trabalho considera-se a alocação de geradores distribuídos despacháveis (de propriedade da concessionária de distribuição) na rede de distribuição, modelados como máquinas síncronas, sendo que podem gerar potência ativa e reativa. Também se assume que os geradores distribuídos operam com fator de potência restrito e tensão terminal livre. A Figura 4 apresenta a curva de capacidade considerada para geradores distribuídos.

As equações (45)–(47) modelam a operação da geração distribuída.

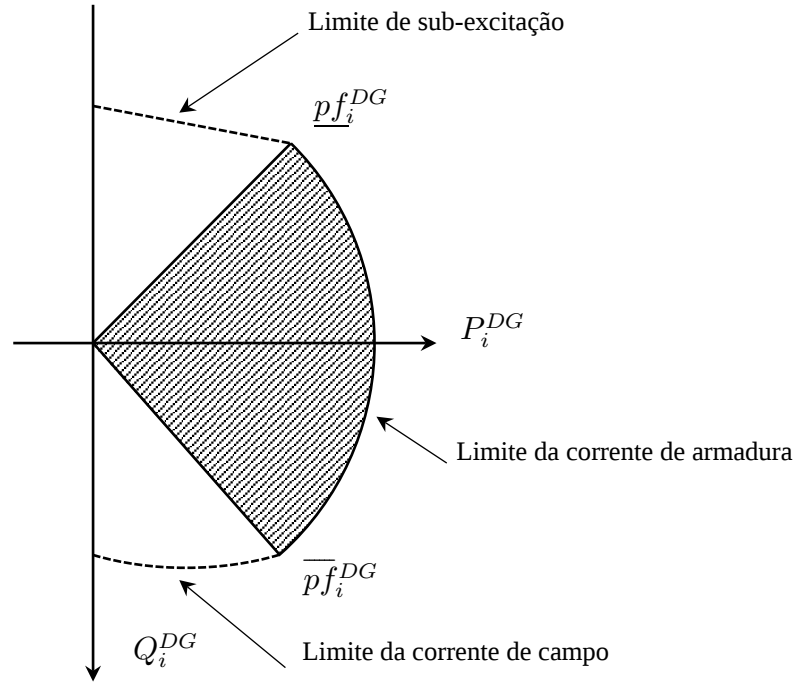
$$(P_i^{DG})^2 + (Q_i^{DG})^2 \leq (\bar{S}_i^{DG})^2 \quad \forall i \in DG \quad (45)$$

$$P_i^{DG} \geq 0 \quad \forall i \in DG \quad (46)$$

$$-P_i^{DG} \tan(\cos^{-1}(\underline{pf}_i^{DG})) \leq Q_i^{DG} \leq P_i^{DG} \tan(\cos^{-1}(\overline{pf}_i^{DG})) \quad \forall i \in DG \quad (47)$$

O conjunto de nós com geração distribuída é DG . Os parâmetros do modelo são $\bar{S}_i^{DG}$, a capacidade de potência aparente do gerador distribuído conectado ao nó i , $\underline{pf}_i^{DG}$ e $\overline{pf}_i^{DG}$, o limite inferior do fator de potência capacitivo e o limite inferior do fator de potência indutivo do gerador distribuído conectado ao nó i . As variáveis são P_i^{DG} e Q_i^{DG} , que representam, respectivamente, as potências ativa e reativa injetadas pelo gerador distribuído no nó i .

Figura 4 – Curva de capacidade de um gerador síncrono



Fonte: Macedo *et al.* (2015).

A equação (45) representa a capacidade de geração, (46) estabelece que o gerador somente pode injetar potência ativa na rede, e (47) limita a geração de potência reativa dentro dos limites de fatores de potência determinados.

Após a ocorrência de uma falta permanente em um sistema de distribuição, três situações podem ocorrer em relação a um gerador distribuído (CHEN; WANG; TON, 2017):

- i. Ele pode estar localizado em uma seção do sistema não afetada pela falta, e dessa forma pode continuar operando normalmente;

- ii. Ele pode estar localizado em uma seção do sistema que foi desenergizada durante uma falta, e por isso teve que ser desconectado da rede. Se essa seção for reconectada à rede no processo de restauração do fornecimento, então o gerador pode voltar à operação normal;
- iii. Ele pode estar localizado em uma seção do sistema que foi desenergizada durante uma falta, e por isso teve que ser desconectado da rede. Se essa seção não puder ser reconectada à rede no processo de restauração do fornecimento, então pode-se assumir que o gerador deve permanecer desligado até que a operação normal do sistema seja retomada, ou que o gerador pode operar de forma ilhada, com uma capacidade reduzida, atendendo parcialmente ou integralmente as seções desenergizadas não afetadas diretamente pela falta (CHEN *et al.*, 2018).

Na segunda situação do caso (iii), assume-se que o gerador distribuído seja capaz de realizar o auto-restabelecimento, e por isso a seção em que ele está conectado não necessita ser previamente energizada. A presença e a alocação de geração distribuída em sistemas de distribuição podem melhorar os índices de confiabilidade da rede, levando a uma maior capacidade da rede de restaurar o fornecimento em situações de contingência e fornecendo alternativas que podem reduzir os custos de investimento no planejamento da expansão.

2.3 RESTAURAÇÃO DO FORNECIMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A necessidade de se resolver o problema de restauração do fornecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição aparece quando uma falta permanente ocorre em uma seção do sistema entre a subestação e outras seções a jusante, o que inviabiliza a operação de toda essa parte da rede. Nesse caso, deve-se isolar a seção com a falta e tentar restaurar a outra parte do sistema cujo fornecimento de energia foi interrompido. O processo de reestabelecimento do fornecimento deve ser realizado sem que ocorram violações dos limites operacionais do sistema de distribuição, de forma que a qualidade e a segurança do fornecimento não sejam comprometidas. O processo de restauração do fornecimento constitui-se dos seguintes passos (ROMERO *et al.*, 2016):

- i. Imediatamente após o início da ocorrência de uma falta permanente em uma seção do sistema de distribuição, um dispositivo de proteção irá atuar causando a interrupção do fornecimento de energia elétrica para todos os consumidores à

sua jusante. Assumindo que a coordenação dos dispositivos de proteção é adequada, o dispositivo que deve atuar é o mais próximo e a montante da seção em que a falta ocorreu. A seção em falta é então isolada para reparo, as seções localizadas entre o dispositivo de proteção que atuou e a seção em falta são reconectados, e as seções a jusante da seção isolada passam a ser candidatas a terem o fornecimento restaurado. Os dispositivos de proteção e manobra usados para isolar a seção em falta e a própria seção em falta não podem ser usados no processo de restauração do fornecimento;

- ii. As seções desenergizadas passíveis de serem reconectadas ao sistema elétrico, as linhas disponíveis e as chaves de manobra que devem ser operadas são identificadas;
- iii. Algum processo de otimização identifica as seções desenergizadas do sistema que podem ser reconectadas sem que ocorra violação das restrições operacionais e determina as ações que devem ser realizadas para a reconexão dessas seções;
- iv. O plano de restauração é então executado por meio da modificação do estado de operação das chaves de manobra;
- v. Após o reparo da rede, o estado inicial de operação do sistema pré-falta é retomado.

No passo (iii) o operador da rede pode realizar várias ações com o objetivo de restaurar o fornecimento ao maior número possível de consumidores ou, alternativamente, restaurar a maior quantidade possível da carga. Essas ações incluem a reconfiguração da rede, ajuste dos equipamentos de controle, como bancos de capacitores (BCs), reguladores de tensão (RTs), *on-load tap changers* (OLTCs), redespacho da geração distribuída (GD), entre outras estratégias.

Neste trabalho, a restauração do fornecimento é considerada explicitamente dentro do problema de PESD, com o objetivo de se obter um sistema de distribuição que seja capaz de reestabelecer o fornecimento de energia elétrica para os consumidores afetados em situações de contingência. As únicas estratégias consideradas para restauração da carga, entretanto, são a reconfiguração da rede e o redespacho da geração distribuída.

2.4 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Neste trabalho, o objetivo considerado para o problema de PESD é obter uma rede que possibilite a operação segura e eficiente para o fornecimento de energia elétrica em situações

de operação normal e em contingência, com o mínimo custo de investimento.

As seguintes considerações são feitas em relação aos dados do problema de PESD:

- i. Cargas são representadas por demandas de potência ativa e reativa constantes;
- ii. Os valores das demandas futuras em cada nó, bem como o número de consumidores futuros são conhecidos, obtidos anteriormente por algum método de previsão de cargas;
- iii. Cada nó de carga pode representar um conjunto de nós no sistema;
- iv. O sistema é trifásico, simétrico e equilibrado;
- v. Índices de taxas e durações de faltas em subestações, alimentadores e geradores distribuídos são conhecidos ou podem ser estimados para a rede existente e para as possibilidades de expansão.

A representação das demandas (item (i)) por potências ativa e reativa constantes, desconsiderada nos trabalhos iniciais de PESD, leva a uma melhor estimativa da operação real do sistema. Por outro lado (item (ii)), vários métodos eficientes e confiáveis de previsão de cargas estão disponíveis na literatura (CARREÑO; ROCHA; PADILHA-FELTRIN, 2011; MELO; CARREÑO; PADILHA-FELTRIN, 2012), podendo-se considerar a demanda máxima futura de cada grupo de consumidores conhecida. O item (iii) leva em conta que cada nó do sistema, na realidade pode representar uma seção da rede, fato que é considerado na maioria dos trabalhos sobre PESD. Em relação ao item (iv) considera-se que as cargas do sistema de distribuição são equilibradas, sendo que a empresa de distribuição deve manter essa característica na operação da rede, realizando o balanceamento das cargas entre as fases. Dessa forma considera-se que não faz sentido planejar o sistema de distribuição considerando operação desequilibrada das cargas. O item (v) diz respeito aos índices de taxas e durações de faltas, que são considerados conhecidos na maioria dos trabalhos de PESD que consideram confiabilidade. Apesar de poder ser difícil prever esses índices, formas de estimação estão disponíveis na literatura (MUÑOZ-DELGADO; CONTRERAS; ARROYO, 2018b).

Em relação às alternativas de investimento, considera-se que:

- i. Os custos e especificações técnicas de todas as alternativas de investimento são conhecidos;
- ii. Existem nós candidatos em que subestações podem ser construídas, além de nós candidatos para a instalação de geração distribuída;
- iii. Os caminhos para a construção de linhas são conhecidos;

- iv. Apenas uma linha pode ser construída em cada caminho em que não existem linhas, ou seja, não se admite a construção de linhas em paralelo em um caminho;
- v. Linhas existentes podem ser reconduzoradas, com o objetivo de obter-se um aumento de capacidade ou redução da queda de tensão em um ramo;
- vi. No planejamento multiestágio considera-se que um investimento feito em um estágio não pode ser modificado em um estágio posterior;
- vii. A topologia final do sistema pode apresentar característica malhada.

Os dados técnicos e econômicos relacionados com a construção e repotenciação de subestações e a construção e o reconduzoramento de linhas são de conhecimento da empresa de distribuição (item (i)), e são considerados conhecidos em todos os trabalhos de planejamento. Além disso, os itens (ii) e (iii) levam em conta que os locais candidatos para construção de novas subestações e instalação de geradores distribuídos, além das rotas candidatas para construção de linhas, são conhecidos, como é considerado na maioria dos trabalhos sobre PESD. O item (iv) também é regra nos trabalhos de PESD, em que em cada rota pode ser construída apenas uma linha, e não podem existir linhas em paralelo em um ramo. O item (v) diz respeito ao problema de reconduzoramento de linhas existentes, um problema que é resolvido de forma separada em vários trabalhos de planejamento (FRANCO *et al.*, 2013), e que neste trabalho é incluído junto com outras alternativas de investimento. O item (vi) visa reduzir o espaço de soluções do problema considerando que um investimento em um dispositivo candidato pode ser feito apenas uma vez e deve permanecer na rede sem ser trocado durante todo o horizonte de planejamento. Finalmente, o item (vii) considera que a estrutura final da rede pode ser malhada de forma que seja possível realizar a restauração do fornecimento em situações de contingência, melhorando-se assim os índices de confiabilidade da rede.

Quanto a operação da rede:

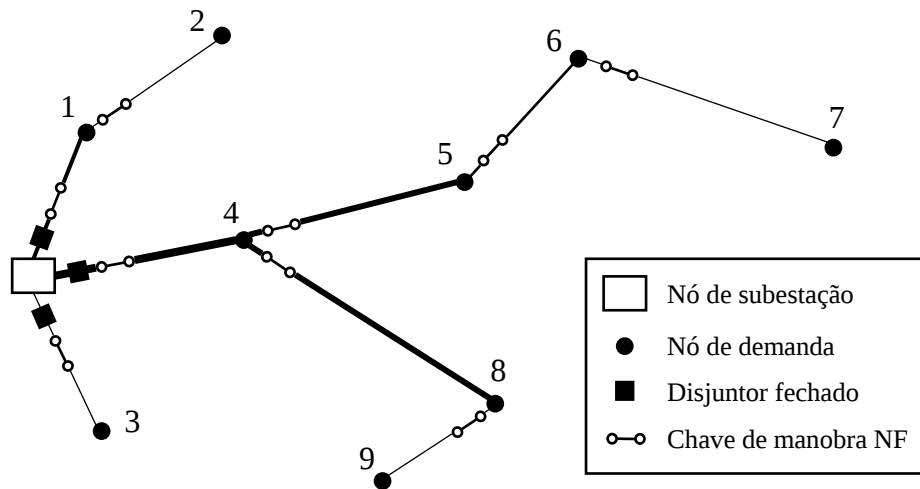
- i. Deve ser sempre radial, em operação normal ou em contingência;
- ii. Assume-se que todas as linhas possuem uma chave de manobra, localizada no extremo da linha mais próximo da subestação considerando a operação normal da rede;
- iii. Os limites de capacidade de corrente dos condutores, limites de queda de tensão, limites das subestações, capacidade da geração distribuída em estado normal e em contingência devem ser atendidos;
- iv. Para contingências em linhas, considera-se apenas uma falta por vez nas linhas da rede;

- v. Faltas em transformadores das subestações também são consideradas uma por vez;
- vi. O último tipo de falta considerada é nos geradores distribuídos, também uma por vez;
- vii. Somente o tempo de reparo é considerado para as contingências.

A operação radial de sistemas de distribuição (item (i)) é o consenso atual, embora possa mudar em redes modernas. Ela facilita a coordenação dos dispositivos de proteção e reduz a corrente de curto circuito no sistema. O item (ii) é considerado em grande parte dos trabalhos sobre PESD, sendo que a alocação de chaves e dispositivos de proteção com o objetivo de otimizar a confiabilidade da rede, como apresentado no Capítulo 1, geralmente é realizada após o PESD, de forma a tornar o problema tratável. O item (iii) diz respeito aos limites operacionais da rede, que não podem ser violados em operação normal ou em qualquer cenário de contingência. Os itens (iv)–(vi) dizem respeito aos tipos de faltas consideradas. Neste trabalho considera-se que somente um elemento da rede é afetado em cada cenário de falta, critério similar ao N–1 adotado para transmissão. Por último, com o objetivo de tornar o problema tratável, desconsidera-se no cálculo dos índices de confiabilidade o tempo entre a atuação da proteção e o isolamento da falta. Como a proteção deve ser planejada em uma etapa posterior, não é possível identificar os consumidores que são desligados com a atuação da proteção. Uma alternativa é considerar que existem disjuntores apenas nas subestações (MUÑOZ-DELGADO; CONTRERAS; ARROYO, 2018b), ou que todas as linhas possuem chaves fusíveis. Ambas considerações não são realísticas, e podem levar à estimativas de valores de índices de confiabilidade muito distantes da realidade.

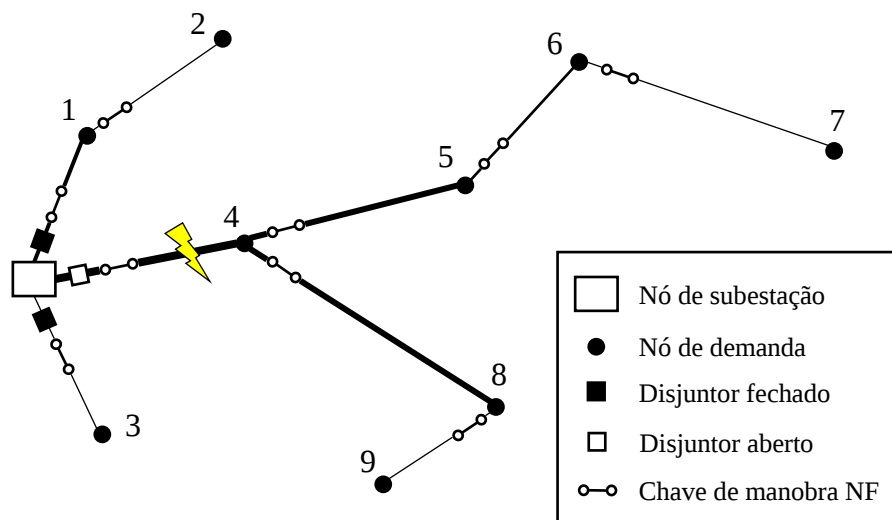
2.4.1 Planejando um sistema radial

O objetivo da maioria dos trabalhos que resolvem o problema de PESD é encontrar uma topologia radial única de expansão da rede de forma que o sistema possa operar de forma segura, com custos mínimos de investimento (GANGULY; SAHOO; DAS, 2013). Um exemplo de solução para esse tipo de problema é mostrado na Figura 5, em que a subestação atende à demanda em cada nó por meio de alimentadores radiais. Nesse caso, os fluxos de potência em todas as linhas têm a mesma direção (do nó mais próximo da subestação para o nó a jusante), e portanto, as linhas mais próximas da subestação geralmente precisam ter maiores capacidades de corrente (como é indicado pelos traços mais espessos na Figura 5).

Figura 5 – Plano de expansão radial

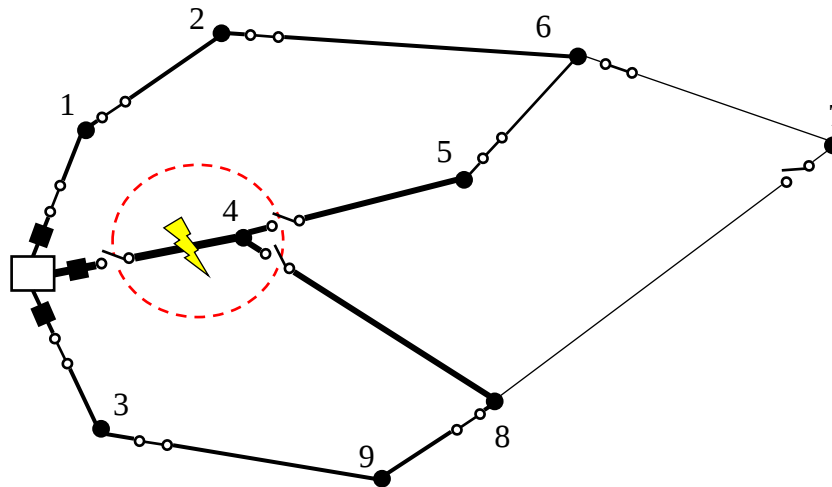
Fonte: Elaboração do próprio autor.

No caso de ocorrência de uma falta permanente no sistema, por exemplo na linha que conecta a subestação ao nó de demanda 4, todos os nós à jusante do disjuntor desse alimentador devem ser desligados, conforme apresentado na Figura 6.

Figura 6 – Atuação da proteção

Fonte: Elaboração do próprio autor.

As chaves de manobra das linhas que conectam a subestação ao nó 4, nó 4 ao nó 5 e nó 4 ao nó 8 são então abertas, como apresentado na Figura 7, para que o reparo seja realizado no sistema. Entretanto, como não existem linhas reserva, o fornecimento de energia aos nós 5, 6, 7, 8, e 9 permanece interrompido durante todo o período de reparo.

Figura 8 – Restauração do fornecimento

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Note, entretanto, que nesse caso os fluxos de potência têm direções diferentes nas linhas em relação às direções dos fluxos em operação normal. Devido a isso, as linhas mais próximas da subestação nessa condição de contingência também requerem uma maior capacidade, de tal forma que as cargas possam ser reconectadas ao sistema.

O caso anterior ilustra uma falta em uma linha do sistema de distribuição. Para um cenário de falta em um transformador de uma subestação, a capacidade da subestação correspondente será reduzida, e talvez seja necessário remanejar cargas para outras subestações.

Cenários de ocorrência de faltas em geradores distribuídos também podem ser considerados, e nesses casos a rede deverá continuar operando adequadamente após a saída de qualquer gerador distribuído do sistema, podendo ser necessárias ações de reconfiguração da rede.

2.4.3 Planejamento de sistemas de transmissão *versus* planejamento de sistemas de distribuição

Vários trabalhos na literatura incluem restrições de segurança do tipo N–1 no planejamento de sistemas de transmissão (DOMINGUEZ *et al.*, 2017; MACEDO *et al.*, 2016). Algumas diferenças entre as estruturas e a forma de operação de sistemas de distribuição e sistemas de transmissão de energia elétrica, entretanto, cabem ser discutidas.

Em primeiro lugar, o critério de segurança N–1 utilizado em sistemas de transmissão, que exige que o sistema continue operando de forma adequada após a saída de qualquer equipamento, linha ou gerador, não pode ser aplicado em sistemas de distribuição. Isso se deve

principalmente a três fatos: (i) os sistemas de transmissão possuem estrutura malhada e operam de forma malhada; (ii) em cada caminho que conecta dois nós em um sistema de transmissão, pode ser construída mais de uma linha; e (iii) as linhas de transmissão possuem disjuntores em ambas extremidades. Esses fatos permitem a saída de uma linha em falta em um sistema de transmissão sem que ocorra problemas com o fornecimento. O fato (ii) garante que é possível adicionar linhas extras em cada caminho de forma que a operação do sistema seja mais confiável. Por outro lado, quando uma falta ocorre em uma linha de um sistema de distribuição, inevitavelmente, o fornecimento de energia elétrica para alguns nós será interrompido, podendo ou não ser restaurado em seguida.

Em termos computacionais, o modelo de planejamento com segurança para distribuição é mais complexo que para transmissão, pois são necessárias variáveis binárias em cada cenário de contingência para garantir a topologia radial de operação da rede. Em sistemas de transmissão, basta a consideração de um cálculo de fluxo de potência ótimo por cenário de contingência, enquanto que para sistemas de distribuição é necessário resolver um problema de restauração do fornecimento.

Por fim, cabe observar que este trabalho não considera o efeito da confiabilidade e segurança do sistema de transmissão sobre o sistema de distribuição.

2.5 RESTRIÇÕES DE RADIALIDADE

Nesta seção são apresentadas duas formulações matemáticas para representar a exigência de radialidade na operação de sistemas de distribuição e uma estratégia para manter a radialidade do sistema no problema de restauração do fornecimento.

2.5.1 Impondo a radialidade no problema de reconfiguração

A primeira formulação para impor a restrição de radialidade em um sistema de distribuição é apresentada em (48) (LAVORATO *et al.*, 2012).

$$\sum_{ij \in B} x_{ij} = |N| - |SS| \quad (48)$$

A equação (48) exige que o número de linhas conectadas e operando no sistema de distribuição seja igual a cardinalidade do conjunto de nós, N , subtraída da cardinalidade do conjunto de subestações, SS . A variável x_{ij} indica o estado de operação da linha do ramo ij , sendo que $x_{ij} = 1$ quando a linha ij está operando e $x_{ij} = 0$ quando a linha ij está desconectada do sistema.

A condição (48) é necessária, mas não suficiente para garantir a radialidade da rede. Entretanto, em conjunto com as equações de balanço de potência presentes na modelagem do fluxo de potência, a radialidade é garantida na rede, desde que as demandas em todos os nós de carga sejam diferentes de zero (LAVORATO *et al.*, 2012).

Uma formulação alternativa para impor a radialidade na operação de sistemas de distribuição é apresentada em (49)–(53) (JABR; SINGH; PAL, 2012).

$$\beta_{ij} + \beta_{ji} = x_{ij} \quad \forall ij \in B \quad (49)$$

$$\beta_{ij} = 0 \quad \forall ij \in BB | i \in SS \quad (50)$$

$$\sum_{ij \in BB} \beta_{ij} = 1 \quad \forall i \in LN \quad (51)$$

$$\beta_{ij} \in \{0,1\} \quad \forall ij \in BB \quad (52)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq 1 \quad \forall ij \in B \quad (53)$$

Nessa formulação, os conjuntos novos são BB , formado pela união do conjunto de ramos B , com os índices ij , com o conjunto de ramos com a ordem dos nós terminais trocada, *i.e.*, ji , e LN , o conjunto de nós de carga ($N = LN \cup SS$).

Assim como na formulação anterior, o estado de uma chave no ramo ij é representado por x_{ij} , de tal forma que se $x_{ij} = 1$, então o ramo ij está conectado ao sistema, e está desconectado em caso contrário. As variáveis binárias auxiliares, β_{ij} e β_{ji} , são definidas para cada ramo ij , indicando a direção do fluxo³ no ramo, sendo que (49) impõe que apenas uma direção é possível para o fluxo no ramo ij se $x_{ij} = 1$, e se $x_{ij} = 0$, então ambas variáveis auxiliares são iguais a zero para o ramo ij . Se o fluxo é do nó j para o nó i (o nó j está mais próximo da subestação), então $\beta_{ij} = 1$, e $\beta_{ji} = 1$ se o fluxo é de i para j (o nó i está mais próximo da subestação). A restrição (50) impõe que os fluxos podem apenas deixar as subestações, *i.e.*, para

³ Assume-se nessa explicação um sistema de distribuição passivo. Entretanto, essa formulação de radialidade também é aplicável à sistemas ativos, que incluem geração distribuída.

um ramo ij em que o nó i é a subestação, (50) impõe que $\beta_{ij} = 0$, indicando que $\beta_{ji} = 1$ (se $x_{ij} = 1$) e o fluxo deve ser do nó i para o nó j . A restrição (51) impõe que para cada nó de carga i existe apenas um fluxo chegando, e todos os outros fluxos devem deixar o nó. A equação (52) indica a natureza binária das variáveis auxiliares β_{ij} . Note, finalmente, que nessa formulação não é necessário definir x_{ij} como uma variável binária, como é apresentado em (53).

Caso o sistema possua nós de passagem que não necessitam ser conectados, então é possível substituir (51) por (54) e (55), de forma a conectar nós de passagem à rede somente quando houver algum benefício econômico.

$$\sum_{ij \in BB} \beta_{ij} = 1 \quad \forall i \in LN^+ \quad (54)$$

$$\sum_{ij \in BB} \beta_{ij} \leq 1 \quad \forall i \in LN^\circ \quad (55)$$

Os conjuntos LN^+ e LN° ($LN = LN^+ \cup LN^\circ$) são, respectivamente, os conjuntos de nós com demanda e nós de passagem. A equação (54) exige que os nós de demanda devem ser conectados à rede, enquanto que (55) impõe que os nós de passagem podem ou não ser conectados à rede.

2.5.2 Impondo a radialidade no problema de restauração do fornecimento

A exigência de operação radial das redes de distribuição também existe no problema de restauração do fornecimento. As restrições de radialidade para o problema de reconfiguração, descritas anteriormente, podem ser facilmente adaptadas para o problema de restauração.

No problema de restauração do fornecimento, o sistema de distribuição pode ser dividido em duas parcelas distintas: a primeira parcela é formada pela parte da rede que não teve o fornecimento interrompido pela falta e pela parte da rede que teve o fornecimento de energia restaurado, sendo que a segunda parcela é a que teve que permanecer com o fornecimento interrompido após a ocorrência da falta até o reparo ser concluído. Ambas parcelas da rede de distribuição devem apresentar topologia radial.

Romero *et al.* (2016) apresentam uma formulação completa para o problema de restauração do fornecimento em sistemas de distribuição. Para manter a radialidade da rede, uma subestação fictícia é utilizada, sendo que essa subestação fictícia é conectada diretamente à cada um dos nós de carga do sistema por ramos fictícios. A radialidade então é garantida aplicando-

se qualquer uma das formulações de rede radial apresentadas anteriormente, de forma que a rede composta pelas subestações e ramos reais e a rede fictícia devem apresentar de forma conjunta uma topologia radial. Todos os nós de carga conectados à rede real terão o fornecimento atendido até o reparo da rede. Por outro lado, todos os nós de carga conectados à subestação fictícia terão o fornecimento interrompido até que o reparo seja executado. Essa estratégia é adaptada neste trabalho para representar a radialidade da rede nos cenários de contingência.

2.6 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

Define-se confiabilidade em sistemas de potência a capacidade do sistema de fornecer energia para os consumidores de forma contínua e cumprindo com requisitos de qualidade (MUÑOZ-DELGADO; CONTRERAS; ARROYO, 2018b). Vários índices estão disponíveis na literatura para se medir a confiabilidade de sistemas de distribuição, como o índice de frequência de interrupções aos consumidores (CIF), índice de duração de interrupções aos consumidores (CID), índice médio de frequência de interrupções no sistema (SAIFI), índice médio de duração de interrupções no sistema (SAIDI), índice médio de disponibilidade do sistema (ASAI), e índice de energia não suprida esperada (EENS) (MUÑOZ-DELGADO; CONTRERAS; ARROYO, 2018b). Como apresentado no Capítulo 1, vários trabalhos tentam otimizar esses índices de confiabilidade no problema de PESD.

Todos esses índices de confiabilidade podem ser calculados por algoritmos iterativos que simulam em cada etapa a falta em um componente da rede. De forma geral, dois tipos de informação são necessários para o cálculo desses índices: taxas de falha e duração das interrupções. Entretanto, essa forma de cálculo dos índices de confiabilidade não pode ser integrada em uma formulação matemática fechada de otimização para o problema. Por esse motivo, uma formulação baseada em otimização, alternativa à apresentada por Muñoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2018b) para o cálculo desses índices de confiabilidade é utilizada neste trabalho, de forma a considerar a restauração do fornecimento.

Obviamente, muitas considerações devem ser feitas para o cálculo desses índices de confiabilidade no PESD, caso contrário o problema se torna intratável (MUÑOZ-DELGADO; CONTRERAS; ARROYO, 2018b). Uma avaliação completa da confiabilidade de um sistema de distribuição de energia elétrica deve considerar faltas temporárias, falhas na proteção, perturbações transitórias, congestionamento de linhas etc.

As seguintes considerações são feitas para os cenários de contingência (MUÑOZ-DELGADO; CONTRERAS; ARROYO, 2018b):

- i. Somente faltas permanentes devido a saída de uma linha, um transformador em uma subestação ou um gerador distribuído são consideradas, uma por vez. A saída de um desses dispositivos é caracterizada pela taxa de falha e pela duração da interrupção;
- ii. Considera-se um sistema de distribuição com operação radial. Cada linha possui uma chave seccionadora, sendo que a chave está localizada junto ao nó mais próximo da subestação considerando a topologia de operação normal;
- iii. Uma falta permanente é isolada pela proteção, e após a falta ser isolada, até o momento em que algumas cargas possam ser restauradas, decorre um tempo de chaveamento. Esse tempo para isolar a falta, entretanto, não é considerado no problema de planejamento;
- iv. No passo seguinte, restaura-se as cargas que forem possíveis de serem reconectadas ao sistema, e o sistema permanece nesse estado de contingência por um período de reparo;
- v. Após a falta ser eliminada, o sistema volta a operar na topologia inicial.

A principal diferença da proposta deste trabalho em relação à proposta de Muñoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2018b) é o item (iv), em que ocorre a restauração do fornecimento da rede, desconsiderada pelos autores. Além disso, neste trabalho, são consideradas faltas em outros componentes da rede além das linhas, como em subestações e geradores distribuídos.

A seguir são apresentadas as expressões para os cálculos de alguns índices de confiabilidade muito utilizados na literatura (MUÑOZ-DELGADO; CONTRERAS; ARROYO, 2018b) e adaptados ao contexto deste trabalho. Os índices apresentados neste capítulo levam em conta apenas faltas em linhas. No capítulo seguinte serão apresentados os índices gerais, que consideram faltas em linhas, subestações e geração distribuída. O cálculo do índice médio de frequência das interrupções no sistema (SAIFI) é apresentado em (56):

$$SAIFI = \frac{\sum_{i \in LN} NC_i N_i^{BR}}{\sum_{i \in LN} NC_i} \quad (56)$$

em que LN é o conjunto de nós de carga, NC_i é o número de consumidores no nó i e N_i^{BR} é a taxa esperada de interrupções de reparo de linhas afetando o nó i , que pode ser calculada usando (57):

$$N_i^{BR} = \sum_{kl \in B|i \in \Lambda^{BR}} \lambda_{kl}^{BR} \quad \forall i \in LN \quad (57)$$

em que B é o conjunto de ramos, Λ^{BR} é o conjunto de nós afetados por interrupções de reparo devido à uma falta no ramo kl e λ_{kl}^{BR} é a taxa de falha no ramo kl .

O cálculo do índice médio de duração das interrupções no sistema (SAIDI) é apresentado em (58):

$$SAIDI = \frac{\sum_{i \in LN} NC_i D_i^{BR}}{\sum_{i \in LN} NC_i} \quad (58)$$

em que D_i^{BR} é a duração de interrupções de reparo de linhas afetando o nó i , e que pode ser calculada usando (59):

$$D_i^{BR} = \sum_{kl \in B|i \in \Lambda^{BR}} \lambda_{kl}^{BR} \tau_{kl}^{BR} \quad \forall i \in LN \quad (59)$$

em que τ_{kl}^{BR} é a duração de interrupções de reparo associadas com uma falha no ramo kl .

O índice médio de disponibilidade do sistema (ASAI) pode ser calculado como mostrado em (60).

$$ASAI = 1 - \frac{SAIDI}{8760} \quad (60)$$

Finalmente, o índice de energia não suprida esperada (EENS) é calculada usando (61):

$$EENS = \sum_{\pi \in \Pi} \sum_{i \in LN} \frac{\Delta_\pi}{8760} CID_i \mu_\pi P_i^D \quad (61)$$

em que CID_i é a duração de interrupções aos consumidores no nó i , e P_i^D é a demanda de pico no nó i , Π é o conjunto de níveis de demanda, Δ_π é a duração do nível de demanda π , μ_π é o fator de demanda do nível de demanda π . Nesse caso, a CID_i é calculada usando (62).

$$CID_i = D_i^{BR} \quad (62)$$

A concessionária de distribuição deve manter os índices SAIDI e SAIFI abaixo dos níveis máximos exigidos, para não serem penalizadas pela agência reguladora. Além disso, também pode ser de interesse minimizar o índice EENS, de forma que o máximo valor possível de demanda possa ser atendido pela rede em situações de contingência.

3 MODELAGEM MATEMÁTICA PARA O PROBLEMA DE PESD CONSIDERANDO RESTAURAÇÃO DO FORNECIMENTO

ESTE capítulo apresenta modelos matemáticos para o problema de PESD multiestágio considerando restauração do fornecimento e melhoria dos índices de confiabilidade da rede. Os modelos consideram cenários de operação normal e em contingência, para os quais o sistema planejado deve operar adequadamente, de acordo com a discussão do capítulo anterior.

Três formulações, com diferentes graus de precisão em relação à operação da rede, são apresentadas para o problema em questão. A primeira formulação é de programação cônica de segunda ordem inteira mista, que considera a operação ac do sistema de distribuição, enquanto que a segunda formulação considera o modelo ac linearizado, e o problema resultante é de programação linear inteira mista. Por último é apresentada uma formulação de programação linear inteira mista que considera a operação simplificada da rede.

Por último, são apresentados e discutidos os resultados obtidos para o sistema de 24 nós, adaptado de Gönen e Ramirez-Rosado (1986) e Pereira Junior (2014).

3.1 MODELO AC COMPLETO PARA O PESD CONSIDERANDO RESTAURAÇÃO DO FORNECIMENTO

Nesta seção é apresentado um modelo matemático completo de programação cônica de

segunda ordem inteira mista para o problema de PESD multiestágio considerando restauração do fornecimento e melhoria dos índices de confiabilidade da rede. A operação ac da rede é representada pelas equações de fluxo de potência ótimo em sistemas de distribuição, considerando um equivalente monofásico da rede e demandas de potência constante. As próximas subseções detalham a função objetivo e as restrições do modelo proposto.

3.1.1 Função objetivo

A função objetivo v apresentada em (63) inclui o custo de investimento em subestações, o custo de construção de novos alimentadores e de recondutoramento de linhas existentes, o custo de investimento em geração distribuída, o custo de operação (perdas de energia no sistema) e o custo da energia não suprida esperada, sendo que os valores relacionados com o planejamento e a operação do sistema nos estágios considerados são convertidos no valor presente líquido.

$\min v$

$$\begin{aligned}
 = & \sum_{t \in T} \frac{1}{(1 + \xi)^{T_t^I}} \left[\sum_{i \in SS} c_i^{SS} \zeta_{i,t} + \sum_{ij \in B} \sum_{a \in A} c_{\tau_{ij},a}^{BR} l_{ij} \omega_{ij,a,t} + \sum_{i \in N} \sum_{\varrho \in \Upsilon} c_{\varrho}^{DG} \chi_{i,\varrho,t} \right] \\
 & + \sum_{t \in T} \frac{S^{BASE}}{(1 + \xi)^{\theta_t^I}} \frac{(1 + \xi)^{\theta_t^F - \theta_t^I} - 1}{\xi(1 + \xi)^{\theta_t^F - \theta_t^I}} \left[\sum_{ij \in B} \sum_{a \in A} \sum_{\pi \in \Pi} \sum_{\kappa \in K} c_{\pi,\kappa}^E \Delta_{\pi,\kappa} R_a l_{ij} I_{ij,a,t,\pi,\kappa}^{SQ} \right. \\
 & \left. + CEENS_t \right] \quad (63)
 \end{aligned}$$

Em (63) T é o conjunto de estágios do planejamento, SS é o conjunto de nós com subestações existentes que podem ser reforçadas e novas subestações que podem ser construídas, B é o conjunto de ramos, A é o conjunto de tipos de condutores, N é o conjunto de nós, Υ é o conjunto de tipos de geradores distribuídos que podem ser instalados na rede, Π é o conjunto de níveis de demanda e K é o conjunto de cenários de contingência.

Os parâmetros são: c_i^{SS} é o custo de se construir ou reforçar a subestação no nó i , $c_{\tau_{ij},a}^{BR}$ é o custo de se trocar o condutor existente do tipo τ_{ij} no ramo ij para o condutor tipo a , l_{ij} é o comprimento do ramo ij , c_{ϱ}^{DG} é o custo do gerador distribuído do tipo ϱ , $c_{\pi,\kappa}^E$ é o custo das

perdas de energia no nível de demanda π , no cenário de contingência κ , $\Delta_{\pi,\kappa}$ é a duração do cenário de contingência κ no nível de demanda π , R_a é a resistência do condutor do tipo a , ξ é a taxa de desconto anual relacionada com o custo de oportunidade do investimento, T_t^I indica o ano de início do estágio T , θ_t^I e θ_t^F são os anos de início e término do período de operação do estágio t e S^{BASE} é a potência aparente base do sistema (assume-se que todas as grandezas elétricas presentes no modelo estão representadas em p.u.).

As variáveis são: $\zeta_{i,t}$ é a variável de investimento binária que indica a construção ou o reforço de uma subestação no nó i , no estágio t , $\omega_{ij,a,t}$ é a variável de investimento binária que indica a construção do ramo ij , com o condutor do tipo a , no estágio t , $\chi_{i,\varrho,t}$ é a variável de investimento binária que indica a instalação de um gerador distribuído do tipo ϱ , no nó i , no estágio t , $I_{ij,a,t,\pi,\kappa}^{SQ}$ representa o quadrado da magnitude da corrente no ramo ij , condutor do tipo a , no estágio t , no nível de demanda π , no cenário de contingência κ e $CEENS_t$ é o valor do custo da energia não suprida esperada no estágio t .

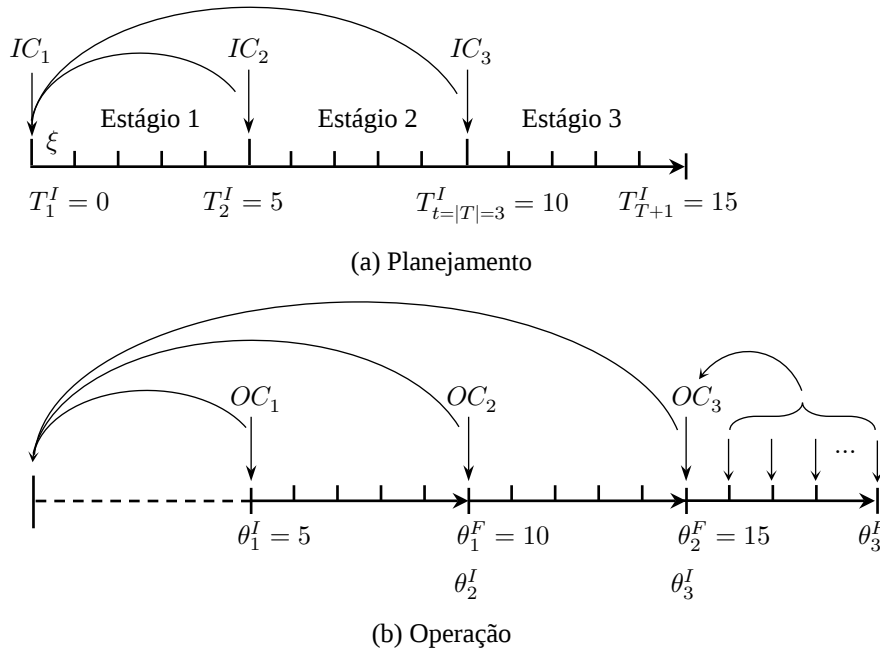
Em relação às variáveis binárias de investimento, $\zeta_{i,t}$, $\omega_{ij,a,t}$ e $\chi_{i,\varrho,t}$, cabe salientar que somente um investimento é possível em um nó ou ramo em todos os estágios. Dessa forma, por exemplo, caso uma linha seja construída em um estágio, ela não poderá ser reconduzida em um estágio posterior. O mesmo é válido para as subestações e geradores distribuídos.

A Figura 9 ilustra como os custos de investimento em subestações, linhas e geradores distribuídos, IC_t , e operação (custo das perdas de energia e energia não suprida esperada), OC_t , no estágio t , são convertidos para o valor presente líquido (ROSS *et al.*, 2019).

Todos os custos de investimento apresentados em (63), c_i^{SS} , $c_{\tau_{ij,a}}^{BR}$ e c_{ϱ}^{DG} , são dados para o ano base. Dessa forma, para cada estágio de investimento, na Figura 9 (a), os custos de investimento devem ser trazidos para o valor presente do ano base, considerando uma taxa de retorno do investimento ξ por ano (relacionada com o custo de oportunidade, *i.e.*, a empresa de distribuição pode escolher investir o capital, com um retorno ξ , em vez de fazer o investimento na rede).

Os custos de operação da rede, relacionados com as perdas e a energia não suprida, também devem ser convertidos para o valor presente líquido. Para isto, considera-se que o investimento feito, por exemplo, no ano T_1^I , entra em operação no ano θ_1^I e opera com o mesmo perfil de carga até o ano θ_1^F . Todo o custo de operação do período de θ_1^I até θ_1^F também deve ser trazido para o valor presente, como ilustrado na Figura 9 (b).

Figura 9 – Linhas de tempo (a) do planejamento e (b) da operação



Fonte: Dominguez *et al.* (2017).

Um comentário cabe ser feito em relação à escolha do custo das perdas de energia, em vez do custo da energia fornecida pelas subestações e pelos geradores distribuídos, para representar o custo de operação do sistema. Considera-se, neste trabalho, que os custos de operação dos geradores distribuídos candidatos a serem instalados na rede são competitivos com os custos de energia na subestação, e um estudo prévio deve ter determinado quais tipos de geradores distribuídos são candidatos a serem incluídos no problema. Se isso não for verdade, não faz sentido considerar a instalação de geradores distribuídos na rede, já que a operação deles será inviável. Por outro lado, considerar os custos da energia fornecida pelas subestações e geradores distribuídos leva aos seguintes problemas: (i) distorções nos valores da função objetivo, sendo que os custos de operação podem corresponder a mais de 95% do valor da função objetivo; (ii) dificuldades de se determinar, a longo prazo, a variação dos custos da energia na subestação; e (iii) uma solução para contornar o problema do item (ii) seria considerar cenários de custo de energia na subestação, o que poderia tornar o problema intratável.

Obviamente, diversas aproximações são feitas no cálculo da função objetivo: o investimento geralmente é parcelado, e pago durante um período de financiamento, a inflação no período não é considerada, o pico de demanda aumenta continuamente (e pode decrescer em situações de recessão da economia ou se alguma política, como por exemplo, de investimento em geradores solares residenciais, for adotada) etc. Entretanto, considerar todos esses aspectos pode tornar o problema intratável por métodos computacionais existentes.

Deve-se ter em mente, portanto, que o modelo proposto fornecerá um plano de expansão que deverá ser analisado e reavaliado posteriormente, com relação a critérios técnicos e práticos, conforme discutido anteriormente.

3.1.2 Restrições de operação do sistema

As equações de fluxo de potência são mostradas em (64)–(68), baseadas na formulação de fluxo em ramos (FARIVAR; LOW, 2013). As equações (64) e (65) são os balanços de potência ativa e reativa (representando a lei de Kirchhoff das correntes), enquanto (66)–(68) representam a aplicação sistemática da lei de Kirchhoff das tensões ao sistema. Todas essas equações consideram todos os estágios de investimento, níveis de demanda e cenários de contingência.

$$\sum_{ki \in B} \sum_{a \in A} P_{ki,a,t,\pi,\kappa} - \sum_{ij \in B} \sum_{a \in A} (P_{ij,a,t,\pi,\kappa} + R_a l_{ij} I_{ij,a,t,\pi,\kappa}^{SQ}) + P_{i,t,\pi,\kappa}^{SS} + P_{i,t,\pi,\kappa}^{DG} \quad (64)$$

$$= y_{i,t,\pi,\kappa} P_{i,t,\pi}^D$$

$$\sum_{ki \in B} \sum_{a \in A} Q_{ki,a,t,\pi,\kappa} - \sum_{ij \in B} \sum_{a \in A} (Q_{ij,a,t,\pi,\kappa} + X_a l_{ij} I_{ij,a,t,\pi,\kappa}^{SQ}) + Q_{i,t,\pi,\kappa}^{SS} + Q_{i,t,\pi,\kappa}^{DG} \quad (65)$$

$$= y_{i,t,\pi,\kappa} Q_{i,t,\pi}^D$$

$$\forall i \in N, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K$$

$$V_{i,t,\pi,\kappa}^{SQ} - V_{j,t,\pi,\kappa}^{SQ} - \lambda_{ij,t,\pi,\kappa}^V = \sum_{a \in A} [2l_{ij} (R_a P_{ij,a,t,\pi,\kappa} + X_a Q_{ij,a,t,\pi,\kappa}) + Z_a^2 l_{ij}^2 I_{ij,a,t,\pi,\kappa}^{SQ}] \quad (66)$$

$$|\lambda_{ij,t,\pi,\kappa}^V| \leq [\bar{V}^2 - (\underline{V} \gamma_\kappa^V)^2] (1 - x_{ij,t,\pi,\kappa}) \quad (67)$$

$$V_{j,t,\pi,\kappa}^{SQ} \check{I}_{ij,t,\pi,\kappa}^{SQ} \geq \check{P}_{ij,t,\pi,\kappa}^2 + \check{Q}_{ij,t,\pi,\kappa}^2 \quad (68)$$

$$\forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K$$

Nessas equações, os parâmetros X_a e Z_a são a reatância e a magnitude da impedância do condutor do tipo a , $P_{i,t,\pi}^D$ e $Q_{i,t,\pi}^D$ são as demandas de potência ativa e reativa no nó i , no estágio t , no nível de demanda π , $\underline{V}$ e $\bar{V}$ são os limites mínimo e máximo da tensão permitidos no sistema. O parâmetro γ_κ^V é um fator de tolerância ($\gamma_\kappa^V \leq 1$) para o valor do limite mínimo da magnitude de tensão no sistema no cenário de contingência κ .

As variáveis $P_{ij,a,t,\pi,\kappa}$ e $Q_{ij,a,t,\pi,\kappa}$ são os fluxos de potência ativa e reativa no ramo ij , condutor do tipo a , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ , $P_{i,t,\pi,\kappa}^{SS}$ e

$Q_{i,t,\pi,\kappa}^{SS}$ são as injeções de potência ativa e reativa pela subestação do nó i , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ , $P_{i,t,\pi,\kappa}^{DG}$ e $Q_{i,t,\pi,\kappa}^{DG}$ são as gerações de potência ativa e reativa do gerador distribuído no nó i , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ , $V_{i,t,\pi,\kappa}^{SQ}$ é o quadrado da magnitude da tensão no nó i , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ , $y_{i,t,\pi,\kappa}$ é uma variável binária que indica se a demanda no nó i é atendida “1” ou não “0” no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ , $\lambda_{ij,t,\pi,\kappa}^V$ é uma variável de folga, limitada em (67), de acordo com o estado de operação do ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ , dado por $x_{ij,t,\pi,\kappa}$: se o ramo está conectado ao sistema, $x_{ij,t,\pi,\kappa} = 1$ e $\lambda_{ij,t,\pi,\kappa}^V = 0$, e a queda de tensão é calculada por (66); em caso contrário, se $x_{ij,t,\pi,\kappa} = 0$, as magnitudes das tensões nos nós terminais do ramo são independentes em (66). Cabe ressaltar que $P_{i,t,\pi,\kappa}^{SS}$ e $Q_{i,t,\pi,\kappa}^{SS}$ são fixados em zero nos nós de demanda. Com relação à restrição cônica (68), como a função objetivo minimiza o custo das perdas, então a restrição deve estar ativa na solução do problema (FARIVAR; LOW, 2013).

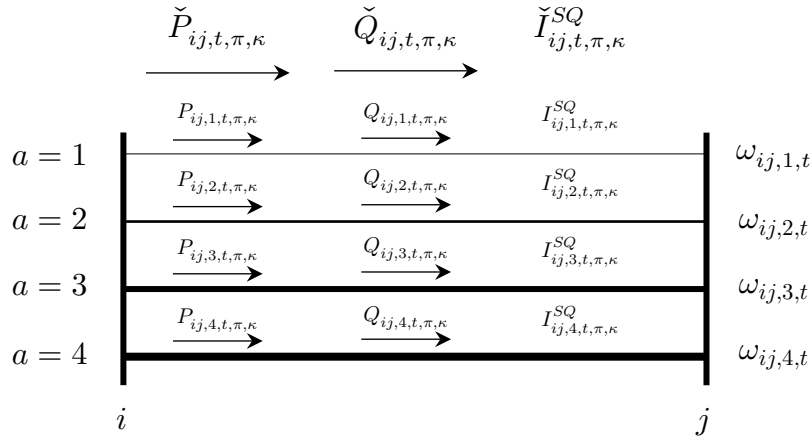
Finalmente $\tilde{I}_{ij,t,\pi,\kappa}^{SQ}$, $\tilde{P}_{ij,t,\pi,\kappa}$ e $\tilde{Q}_{ij,t,\pi,\kappa}$ são o quadrado do valor da corrente, fluxo de potência ativa e reativa totais no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ , calculados em (69)–(71), como proposto por Franco, Rider e Romero (2014).

$$\tilde{I}_{ij,t,\pi,\kappa}^{SQ} = \sum_{a \in A} I_{ij,a,t,\pi,\kappa}^{SQ} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (69)$$

$$\tilde{P}_{ij,t,\pi,\kappa} = \sum_{a \in A} P_{ij,a,t,\pi,\kappa} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (70)$$

$$\tilde{Q}_{ij,t,\pi,\kappa} = \sum_{a \in A} Q_{ij,a,t,\pi,\kappa} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (71)$$

Os fluxos totais apresentados em (69)–(71) são utilizados com o propósito de se reduzir o número de restrições cônicas no problema—note que com o uso dos fluxos totais, e como apenas um tipo de condutor é escolhido em cada caminho, não é necessário definir a restrição cônica (68) $\forall a \in A$. A Figura 10 ilustra a relação entre as variáveis de investimento e as variáveis de operação. Note que, como será mostrado adiante, no máximo uma linha pode ser escolhida para ser construída em um caminho, o quadrado da corrente total e os fluxos totais mostrados em (69)–(71) assumirão os valores das variáveis correspondentes à linha escolhida.

Figura 10 – Opções de investimento e operação das linhas

Fonte: Elaboração do autor.

As equações (72)–(74) são restrições lógicas do modelo, e dizem respeito às relações de investimento em linhas.

$$\sum_{a \in A} \sum_{t \in T} \omega_{ij,a,t} \leq 1 \quad \forall ij \in B \quad (72)$$

$$w_{ij,a,t} = \sum_{h=1}^t \omega_{ij,a,h} \quad \forall ij \in B, a \in A, t \in T \quad (73)$$

$$x_{ij,t,\pi,\kappa} \leq \sum_{a \in A} w_{ij,a,t} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (74)$$

A restrição (72) impõe que no máximo, apenas um tipo de condutor seja selecionado para um ramo, e após selecionado um condutor, não pode haver recondutoramento em nenhum estágio seguinte.

A equação (73) define a variável $w_{ij,a,t}$, que é igual a “1” caso o condutor do tipo a tenha sido construído no ramo ij no estágio atual t ou em um estágio anterior, e vale “0” em caso contrário. A diferença fundamental entre $\omega_{ij,a,t}$ e $w_{ij,a,t}$ é que $\omega_{ij,a,t}$ somente indica o estágio t em que o condutor do tipo a foi instalado no ramo ij , sendo que, por outro lado $w_{ij,a,t}$ indica a presença do condutor do tipo a no ramo ij , no estágio t . Assuma, por exemplo, o problema de PESD com três estágios e três tipos de condutores. Dessa forma $\omega_{ij,2,1} = 1$ e $\omega_{ij,1,1} = \omega_{ij,1,2} = \omega_{ij,1,3} = \omega_{ij,2,2} = \omega_{ij,2,3} = \omega_{ij,3,1} = \omega_{ij,3,2} = \omega_{ij,3,3} = 0$ indica que o condutor do tipo 2 foi instalado no estágio 1 no ramo ij . Para essa situação tem-se: $w_{ij,2,1} = w_{ij,2,2} = w_{ij,2,3} = 1$ e $w_{ij,1,1} = w_{ij,1,2} = w_{ij,1,3} = w_{ij,3,1} = w_{ij,3,2} = w_{ij,3,3} = 0$, indicando que o condutor do tipo 2 está presente na rede nos estágios 1, 2 e 3, no ramo ij .

Por último, (74) determina que o estado de operação de um ramo, $x_{ij,t,\pi,\kappa}$, é dependente de existir ou não uma linha construída, *i.e.*, $x_{ij,t,\pi,\kappa}$ somente pode assumir valor igual a um, indicando uma linha em operação no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ , caso exista uma linha instalada no ramo ij no estágio t .

3.1.3 Limites operacionais

As restrições (75)–(78) são os limites operacionais do sistema.

$$(\underline{V}\gamma_\kappa^V)^2 \leq V_{i,t,\pi,\kappa}^{SQ} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in N, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (75)$$

$$0 \leq I_{ij,a,t,\pi,\kappa}^{SQ} \leq \bar{I}_a^2 (\gamma_\kappa^I)^2 w_{ij,a,t} \quad \forall ij \in B, a \in A, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (76)$$

$$|P_{ij,a,t,\pi,\kappa}| \leq \bar{V}\bar{I}_a \gamma_\kappa^I w_{ij,a,t} \quad \forall ij \in B, a \in A, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (77)$$

$$|Q_{ij,a,t,\pi,\kappa}| \leq \bar{V}\bar{I}_a \gamma_\kappa^I w_{ij,a,t} \quad \forall ij \in B, a \in A, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (78)$$

A restrição (75) impõe os limites de tensão para todo nó i do sistema, em todo estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ . A restrição (76) limita as magnitudes das correntes nas linhas do sistema, em que $\bar{I}_a$ é a capacidade de corrente do condutor do tipo a e γ_κ^I é um fator de sobrecarga ($\gamma_\kappa^I \geq 1$) permitido para as magnitudes de correntes nas linhas no cenário de contingência κ . No caso em que o condutor do tipo a não esteja instalado no ramo ij no estágio t , *i.e.*, $w_{ij,a,t} = 0$, então $I_{ij,a,t,\pi,\kappa}^{SQ} = 0$. Por outro lado, se $w_{ij,a,t} = 1$, então $I_{ij,a,t,\pi,\kappa}^{SQ}$ poderá assumir qualquer valor entre zero e o limite do condutor correspondente considerando a sobrecarga permitida para o cenário de contingência (dependendo também do estado de operação, como será mostrado a seguir). As restrições (77) e (78) limitam os fluxos de potência ativa e reativa nos condutores de acordo com eles serem instalados ou não. Os módulos indicam que $P_{ij,a,t,\pi,\kappa}$ e $Q_{ij,a,t,\pi,\kappa}$ são bidirecionais.

As restrições (79)–(81) limitam os fluxos de potência ativa e reativa totais e magnitudes das correntes nos ramos de acordo com o estado de operação $x_{ij,t,\pi,\kappa}$.

$$0 \leq \check{I}_{ij,t,\pi,\kappa}^{SQ} \leq \max_{a \in A} (\bar{I}_a^2) (\gamma_\kappa^I)^2 x_{ij,t,\pi,\kappa} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (79)$$

$$|\check{P}_{ij,t,\pi,\kappa}| \leq \bar{V} \max_{a \in A} (\bar{I}_a) \gamma_\kappa^I x_{ij,t,\pi,\kappa} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (80)$$

$$|\check{Q}_{ij,t,\pi,\kappa}| \leq \bar{V} \max_{a \in A}(\bar{I}_a) \gamma_{\kappa}^I x_{ij,t,\pi,\kappa} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (81)$$

Como limite de corrente, nessas equações adota-se o condutor de maior capacidade.

As equações (82) e (83) são referentes aos limites de operação das subestações.

$$z_{i,t} = \sum_{h=1}^t \zeta_{i,h} \quad \forall i \in SS, t \in T \quad (82)$$

$$\begin{aligned} & (P_{i,t,\pi,\kappa}^{SS})^2 + (Q_{i,t,\pi,\kappa}^{SS})^2 \\ & \leq (\bar{S}_i^O - \Delta_i^O \Gamma_{i,\kappa}^{SS})^2 + \left[2 (\bar{S}_i^O - \Delta_i^O \Gamma_{i,\kappa}^{SS}) (\bar{S}_i^N - \Delta_i^N \Gamma_{i,\kappa}^{SS}) + (\bar{S}_i^N - \Delta_i^N \Gamma_{i,\kappa}^{SS})^2 \right] z_{i,t} \end{aligned} \quad (83)$$

$$\forall i \in SS, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K$$

A restrição (82) define a variável $z_{i,t}$, que indica a presença da subestação no nó i , no estágio t , de acordo com a variável de investimento $\zeta_{i,t}$. Dessa forma, $z_{i,t}$ irá assumir valor igual a “1” para o estágio em que a subestação do nó i foi construída (ou repotenciada), bem como para todos os estágios seguintes.

A restrição (83) representa o limite da capacidade das subestações, em que $\bar{S}_i^O$ é o limite de potência aparente da subestação existente no nó i e $\bar{S}_i^N$ é a capacidade que pode ser adicionada à subestação do nó i . Nos cenários de contingência assume-se que a capacidade de cada subestação, uma por vez, é reduzida de acordo com o valor da capacidade de um transformador (geralmente o de maior capacidade) existente, Δ_i^O , ou candidato, Δ_i^N . Nesse caso, se não existe subestação no nó i , então $\Delta_i^O = 0$ e $\Delta_i^N \neq 0$. Se existe uma subestação no nó i , então $\Delta_i^O \neq 0$ e $\Delta_i^N = 0$. O parâmetro $\Gamma_{i,\kappa}^{SS} = 1$ indica que a falta ocorreu em um transformador da subestação no nó i , no cenário de contingência κ , enquanto que $\Gamma_{i,\kappa}^{SS} = 0$ indica operação normal da subestação do nó i , no cenário de contingência κ .

As equações (84)–(91) são referentes ao investimento e a operação dos geradores distribuídos.

$$(P_{i,t,\pi,\kappa}^{DG})^2 + (Q_{i,t,\pi,\kappa}^{DG})^2 \leq (1 - \Gamma_{i,\kappa}^{DG}) \sum_{\varrho \in \Upsilon} (\bar{S}_{\varrho}^{DG})^2 q_{i,\varrho,t} \quad (84)$$

$$P_{i,t,\pi,\kappa}^{DG} \geq 0 \quad (85)$$

$$-P_{i,t,\pi,\kappa}^{DG} \tan(\cos^{-1}(\underline{pf}_{i,t}^{DG})) \leq Q_{i,t,\pi,\kappa}^{DG} \leq P_{i,t,\pi,\kappa}^{DG} \tan(\cos^{-1}(\overline{pf}_{i,t}^{DG})) \quad (86)$$

$$\forall i \in N, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K$$

$$P_{i,t,\pi,\kappa}^{DG} \leq \max_{\varrho \in \Upsilon} (\bar{S}_{\varrho}^{DG}) y_{i,t,\pi,\kappa} \quad \forall i \in N, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (87)$$

$$Q_{i,t,\pi,\kappa}^{DG} \leq \max_{\varrho \in \Upsilon} (\bar{S}_{\varrho}^{DG}) y_{i,t,\pi,\kappa} \quad \forall i \in N, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (88)$$

$$\sum_{\varrho \in \Upsilon} \sum_{t \in T} \chi_{i,\varrho,t} \leq 1 \quad \forall i \in N \quad (89)$$

$$q_{i,\varrho,t} = \sum_{h=1}^t \chi_{i,\varrho,h} \quad \forall i \in N, \varrho \in \Upsilon, t \in T \quad (90)$$

$$\chi_{i,\varrho,t} \leq \bar{\chi}_i^{DG} \quad \forall i \in N, \varrho \in \Upsilon, t \in T \quad (91)$$

A restrição (84) indica o limite de geração do gerador distribuído instalado no nó i , no estágio t , para o nível de demanda π e cenário de contingência κ . O parâmetro $\bar{S}_{\varrho}^{DG}$ indica a capacidade de geração de potência aparente do gerador distribuído do tipo ϱ , enquanto que $\Gamma_{i,\kappa}^{DG} = 1$ indica a saída do gerador distribuído do nó i , no cenário de contingência κ , e $\Gamma_{i,\kappa}^{DG} = 0$ indica operação normal desse gerador distribuído. Assume-se cenários de contingência correspondentes à saída do gerador distribuído de cada nó do sistema, um por vez. A variável $q_{i,\varrho,t}$ indica que o gerador distribuído do tipo ϱ está instalado no nó i no estágio t . Somete um tipo de gerador distribuído pode ser instalado em cada nó do sistema.

A restrição (85) indica que um gerador distribuído pode apenas injetar potência ativa na rede, não podendo operar como motor.

A restrição (86) indica os limites de geração de potência reativa do gerador distribuído no nó i , estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ , de acordo com os valores $\underline{pf}_{i,t}^{DG}$ e $\overline{pf}_{i,t}^{DG}$, que representam os limites inferiores do fator de potência capacitivo e indutivo para o gerador distribuído no nó i , no estágio t , respectivamente.

As restrições (87) e (88) restringem os geradores distribuídos a operarem apenas quando os nós em que estiverem ligados estejam conectados às subestações. Isso evita operação ilhada dos geradores distribuídos em todos os cenários de contingência. Para evitar operação ilhada apenas no cenário de operação normal, basta considerar ambas restrições apenas para $\kappa = 0$, assumindo-se, sem perda de generalidade, que $\kappa = 0$ representa o cenário de operação normal.

A restrição (89) indica que no máximo um tipo ϱ de gerador distribuído pode ser instalado em apenas um estágio t do planejamento, em cada nó i do sistema. Dessa forma, caso um gerador distribuído seja instalado em um nó do sistema em algum estágio, ele deve permanecer instalado em todos os estágios seguintes, como indicado em (90) pela variável $q_{i,\varrho,t}$.

Finalmente, a restrição (91) indica que apenas alguns nós do sistema são candidatos à instalação de geração distribuída, de acordo com o parâmetro $\overline{\chi}_i^{DG}$, que vale “1” para os nós candidatos em cada estágio, e “0” para os nós que não são candidatos em cada estágio.

3.1.4 Limite de investimento

A restrição (92) indica o limite de investimento disponível para expandir o sistema, sendo que $\overline{INV}_t$ é o valor de investimento máximo no estágio t .

$$\frac{1}{(1 + \xi)^{T_t}} \left[\sum_{i \in SS} c_i^{SS} \zeta_{i,t} + \sum_{ij \in B} \sum_{a \in A} c_{\tau_{ij,a}}^{BR} l_{ij} \omega_{ij,a,t} + \sum_{i \in N} \sum_{\varrho \in \Upsilon} c_{\varrho}^{DG} \chi_{i,\varrho,t} \right] \leq \overline{INV}_t \quad \forall t \in T \quad (92)$$

3.1.5 Restrições de radialidade

O modelo proposto considera uma rede fictícia com o propósito de se manter a parte do sistema que não pode ser restaurada conexa e radial, como proposto por Romero *et al.* (2016) para o problema de restauração do fornecimento. O conjunto F contém os ramos fictícios conectando cada nó de carga à subestação fictícia. A restrição (93) modela o balanço de potência fictícia para a parte da rede desconectada do sistema de distribuição. Adicionalmente, deve-se garantir que as partes da rede atendidas pelos geradores distribuídos não operem de forma ilhada (pelo menos no cenário de operação normal). Para esse fim, (94) modela o balanço de potência artificial para a parte da rede em operação. A restrição (95) representa o limite do fluxo fictício nos ramos das redes real e fictícia, enquanto que (96) limita os fluxos artificiais na rede real.

$$\sum_{ki \in B \cup F} f_{ki,t,\pi,\kappa}^I - \sum_{ij \in B \cup F} f_{ij,t,\pi,\kappa}^I + g_{i,t,\pi,\kappa}^I = 1 - y_{i,t,\pi,\kappa} \quad \forall i \in N, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (93)$$

$$\sum_{ki \in B} f_{ki,t,\pi,\kappa}^R - \sum_{ij \in B} f_{ij,t,\pi,\kappa}^R + g_{i,t,\pi,\kappa}^R = y_{i,t,\pi,\kappa} \quad \forall i \in N - \{\mathfrak{s}\}, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (94)$$

$$|f_{ij,t,\pi,\kappa}^I| \leq |N| x_{ij,t,\pi,\kappa} \quad \forall ij \in B \cup F, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (95)$$

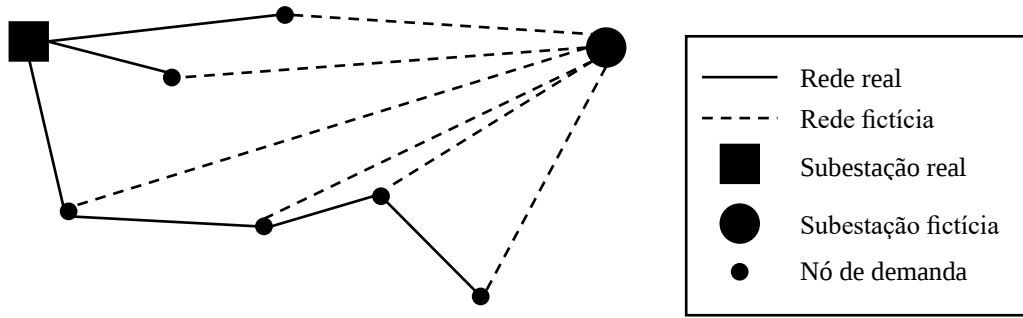
$$|f_{ij,t,\pi,\kappa}^R| \leq |N| x_{ij,t,\pi,\kappa} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | \kappa = 0 \quad (96)$$

Em (93)–(96), $f_{ij,t,\pi,\kappa}^I$ e $f_{ij,t,\pi,\kappa}^R$ são os fluxos fictícios e artificiais no ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ , $g_{i,t,\pi,\kappa}^I$ é a injeção pela subestação fictícia e $g_{i,t,\pi,\kappa}^R$ a injeção artificial pela subestação real no nó i , estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ . Nessas restrições deve-se fixar $g_{i,t,\pi,\kappa}^I = 0$ em todos os nós do sistema, exceto no nó da subestação fictícia. Além disso, deve-se fixar as injeções de potência ativa e reativa no nó da subestação fictícia em zero. Adicionalmente, deve-se fixar $g_{i,t,\pi,\kappa}^R = 0$ em todos os nós, exceto nos de subestações reais. Finalmente, considera-se que o nó da subestação fictícia, representado pelo índice s , pertence ao conjunto de nós N .

Na equação (93), caso $y_{i,t,\pi,\kappa} = 0$, indicando que a demanda do nó não está sendo atendida, então o fluxo fictício deve atender à demanda fictícia unitária, de tal forma que o nó deverá ser conectado à subestação fictícia. Na restrição (94), as subestações reais devem fornecer geração artificial para os nós em que $y_{i,t,\pi,\kappa} = 1$, evitando assim operação ilhada da GD.

A Figura 11 ilustra o sistema formado pela rede real e pela rede fictícia. Note que cada nó de demanda é conectado diretamente à subestação fictícia. Caso um ramo da rede real saia de operação, um ramo da rede fictícia entra em operação, de forma a manter ambas redes radiais.

Figura 11 – Sistema radial formado pela rede real e pela rede fictícia



Fonte: Adaptado de Romero *et al.* (2016).

A restrição (97) impõe que se o ramo ij está conectado no estágio t , nível de demanda π , cenário κ , ou seja, $x_{ij,t,\pi,\kappa} = 1$, então $y_{i,t,\pi,\kappa}$ e $y_{j,t,\pi,\kappa}$ devem ter valores iguais.

$$|y_{i,t,\pi,\kappa} - y_{j,t,\pi,\kappa}| \leq (1 - x_{ij,t,\pi,\kappa}) \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (97)$$

As restrições (98)–(101) impõem a radialidade para a operação do sistema, como descrito no capítulo anterior.

$$\beta_{ij,t,\pi,\kappa} + \beta_{ji,t,\pi,\kappa} = x_{ij,t,\pi,\kappa} \quad \forall ij \in B \cup F, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (98)$$

$$\beta_{ij,t,\pi,\kappa} = 0 \quad \forall ij \in BBF, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | i \notin LN \quad (99)$$

$$\sum_{ij \in BBF} \beta_{ij,t,\pi,\kappa} = 1 \quad \forall i \in LN, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (100)$$

$$0 \leq x_{ij,t,\pi,\kappa} \leq 1 \quad \forall ij \in B \cup F, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (101)$$

O conjunto BBF é formado por $B \cup F$ com os índices ij , união com $B \cup F$ com a ordem dos nós terminais trocada, *i.e.*, ji . O conjunto LN é formado pelos nós de demanda. Nesse caso, os nós de passagem poderão estar conectados à rede real ou a rede fictícia, dependendo do que for mais vantajoso em termos econômicos.

As variáveis auxiliares $\beta_{ij,t,\pi,\kappa}$ e $\beta_{ji,t,\pi,\kappa}$ já foram discutidas no capítulo anterior, e aqui devem estar definidas para cada estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ . Note que, nesse caso, (98) é definida para a rede formada pelos ramos reais e pelos ramos fictícios, de forma que a rede completa apresente topologia radial.

A equação (99) indica que os fluxos sempre devem deixar as subestações, inclusive a subestação fictícia. As equações (100) e (101) são similares às equações de radialidade descritas no capítulo anterior, mas nesse caso são definidas para cada estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ , e também considerando os ramos fictícios.

3.1.6 Restrições de confiabilidade

As contingências na rede relacionadas com as faltas em linhas são consideradas no modelo por meio de (102)–(104).

$$y_{i,t,\pi,\kappa} \leq 1 - \beta_{ij,t,\pi,0} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | \Gamma_{ij,\kappa}^{BR} = 1 \quad (102)$$

$$y_{j,t,\pi,\kappa} \leq 1 - \beta_{ji,t,\pi,0} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | \Gamma_{ij,\kappa}^{BR} = 1 \quad (103)$$

$$x_{ij,t,\pi,\kappa} = 0 \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | \Gamma_{ij,\kappa}^{BR} = 1 \quad (104)$$

Em (102)–(104), o parâmetro $\Gamma_{ij,\kappa}^{BR} = 1$ se a contingência κ ocorre no ramo ij e $\Gamma_{ij,\kappa}^{BR} = 0$ em caso contrário.

No Capítulo 2 foram apresentadas todas as considerações sobre o problema de restauração do fornecimento. Revendo a Figura 7, é possível observar que quando uma falta ocorre no ramo que conecta a subestação ao nó 4, o nó 4 é isolado, pois cada ramo possui apenas uma chave localizada na extremidade mais próxima da subestação. Esse fato implica que o nó 4 não

pode ser reconectado à rede no processo de restauração, e todos os ramos conectados a esse nó ficam indisponíveis.

No problema de PESD, entretanto, não é possível definir, *a priori*, qual é a extremidade de cada linha que está mais próxima da subestação. Por outro lado, é possível utilizar as variáveis auxiliares β no cenário de operação normal (definido arbitrariamente, e sem perda de generalidade do modelo, como $\kappa = 0$) para determinar o sentido de cada linha.

A restrição (102) impõe que caso a contingência κ ocorra no ramo ij ($\Gamma_{ij,\kappa}^{BR} = 1$), no estágio t e nível de demanda π , então o nó terminal i do ramo ij deve ser desconectado da rede se esse for o mais distante da subestação no cenário de operação normal ($\kappa = 0$), o que é indicado por $\beta_{ij,t,\pi,0} = 1$. Por outro lado, (103) indica que caso a contingência κ ocorra no ramo ij ($\Gamma_{ij,\kappa}^{BR} = 1$), no estágio t e nível de demanda π , então o nó terminal j do ramo ij deve ser desconectado da rede se esse for o mais distante da subestação no cenário de operação normal ($\kappa = 0$), o que é indicado por $\beta_{ji,t,\pi,0} = 1$. A restrição (104) exige que a linha em falta no cenário κ deve ser desconectada do sistema.

Utilizando-se a informação de quais nós ficam desconectados em cada cenário de contingência e em cada estágio, disponível na variável $y_{i,t,\pi,\kappa}$, é possível calcular as taxas esperadas de interrupções devido a reparo em linhas, $N_{i,t}^{BR}$, subestações, $N_{i,t}^{SS}$, e geradores distribuídos, $N_{i,t}^{DG}$, afetando o nó de demanda i no estágio t , como apresentado em (105)–(107), respectivamente.

$$N_{i,t}^{BR} = \sum_{mn \in B} \sum_{\pi \in \Pi} \sum_{\kappa \in K} \Gamma_{mn,\kappa}^{BR} \lambda_{mn,\pi}^{BR} (1 - y_{i,t,\pi,\kappa}) \quad \forall i \in LN, t \in T \quad (105)$$

$$N_{i,t}^{SS} = \sum_{j \in SS} \sum_{\pi \in \Pi} \sum_{\kappa \in K} \Gamma_{j,\kappa}^{SS} \lambda_{j,\pi}^{SS} (1 - y_{i,t,\pi,\kappa}) \quad \forall i \in LN, t \in T \quad (106)$$

$$N_{i,t}^{DG} = \sum_{j \in N} \sum_{\pi \in \Pi} \sum_{\kappa \in K} \Gamma_{j,\kappa}^{DG} \lambda_{j,\pi}^{DG} (1 - y_{i,t,\pi,\kappa}) \quad \forall i \in LN, t \in T \quad (107)$$

O parâmetro $\lambda_{ij,\pi}^{BR}$ é a taxa de falha do ramo ij no nível de demanda π , que é proporcional ao comprimento l_{ij} do ramo ij e à duração do nível de demanda π . Note que caso o nó i não esteja conectado ao sistema no estágio t , no nível de demanda π e no cenário de contingência κ , então $y_{i,t,\pi,\kappa} = 0$, e a contribuição desse nó é somada ao valor de $N_{i,t}^{BR}$, de acordo com a taxa de faltas $\lambda_{mn,\pi}^{BR}$. O parâmetro $\lambda_{i,\pi}^{SS}$ é a taxa de falha da subestação do nó i no nível de demanda π , que é proporcional à duração do nível de demanda π . O parâmetro $\lambda_{i,\pi}^{DG}$ é a taxa de

falha do gerador distribuído instalado no nó i no nível de demanda π , que também é proporcional à duração do nível de demanda π .

De forma semelhante, calcula-se a duração esperada de interrupções devido às faltas em linhas, $D_{i,t}^{BR}$, como apresentado em (108), faltas em subestações, $D_{i,t}^{SS}$, como apresentado em (109), e faltas em geradores distribuídos, $D_{i,t}^{DG}$, como apresentado em (110), afetando o nó de demanda i no estágio t .

$$D_{i,t}^{BR} = \sum_{mn \in B} \sum_{\pi \in \Pi} \sum_{\kappa \in K} \Gamma_{mn,\kappa}^{BR} \lambda_{mn,\pi}^{BR} \tau_{mn}^{BR} (1 - y_{i,t,\pi,\kappa}) \quad \forall i \in LN, t \in T \quad (108)$$

$$D_{i,t}^{SS} = \sum_{j \in SS} \sum_{\pi \in \Pi} \sum_{\kappa \in K} \Gamma_{j,\kappa}^{SS} \lambda_{j,\pi}^{SS} \tau_j^{SS} (1 - y_{i,t,\pi,\kappa}) \quad \forall i \in LN, t \in T \quad (109)$$

$$D_{i,t}^{DG} = \sum_{j \in N} \sum_{\pi \in \Pi} \sum_{\kappa \in K} \Gamma_{j,\kappa}^{DG} \lambda_{j,\pi}^{DG} \tau_j^{DG} (1 - y_{i,t,\pi,\kappa}) \quad \forall i \in LN, t \in T \quad (110)$$

Nessas equações, τ_{ij}^{BR} é o tempo de interrupção devido ao reparo no ramo ij , τ_i^{SS} é o tempo de interrupção devido ao reparo na subestação do nó i e τ_i^{DG} é o tempo de interrupção devido ao reparo no gerador distribuído instalado no nó i .

As equações (111)–(114) fornecem os valores das variáveis auxiliares $C_{i,t}^{BR}$, $C_{i,t}^{SS}$, $C_{i,t}^{DG}$ e $C_{i,t}^{NO}$, relacionadas com as faltas em ramos, subestações, geradores distribuídos e com os nós de demanda desconectados da rede em operação normal, respectivamente, que serão utilizadas para calcular o custo da energia não suprida esperada no estágio t .

$$C_{i,t}^{BR} = \sum_{mn \in B} \sum_{\pi \in \Pi} \sum_{\kappa \in K} c_{\kappa}^{NS} \Gamma_{mn,\kappa}^{BR} \lambda_{mn,\pi}^{BR} \tau_{mn}^{BR} P_{i,\pi,t}^D (1 - y_{i,t,\pi,\kappa}) \quad \forall i \in LN, t \in T \quad (111)$$

$$C_{i,t}^{SS} = \sum_{j \in SS} \sum_{\pi \in \Pi} \sum_{\kappa \in K} c_{\kappa}^{NS} \Gamma_{j,\kappa}^{SS} \lambda_{j,\pi}^{SS} \tau_j^{SS} P_{i,\pi,t}^D (1 - y_{i,t,\pi,\kappa}) \quad \forall i \in LN, t \in T \quad (112)$$

$$C_{i,t}^{DG} = \sum_{j \in N} \sum_{\pi \in \Pi} \sum_{\kappa \in K} c_{\kappa}^{NS} \Gamma_{j,\kappa}^{DG} \lambda_{j,\pi}^{DG} \tau_j^{DG} P_{i,\pi,t}^D (1 - y_{i,t,\pi,\kappa}) \quad \forall i \in LN, t \in T \quad (113)$$

$$C_{i,t}^{NO} = \sum_{\pi \in \Pi} c_0^{NS} \Delta_{\pi,0} P_{i,\pi,t}^D (1 - y_{i,t,\pi,0}) \quad \forall i \in LN, t \in T \quad (114)$$

Nessas equações, c_{κ}^{NS} é o custo da energia não suprida no cenário de contingência κ , sendo que $c_0^{NS} \gg c_{\kappa}^{NS} \forall \kappa > 0$, ou seja, o custo da energia não suprida para o cenário de operação normal é muito maior que o custo da energia não suprida em situação de contingência,

assumindo, sem perda de generalidade, que $\kappa = 0$ representa o cenário de operação normal. Cabe observar que $C_{i,t}^{NO}$ deve ser zero na solução do problema $\forall i \in LN, t \in T$, sendo que essa variável foi inserida na formulação com o propósito de que a operação do sistema no cenário sem contingência seja factível quando a meta-heurística apresentada no próximo capítulo for utilizada para resolver o problema.

O índice de duração de interrupção ao consumidor no nó i no estágio t , $CID_{i,t}$, é definido de acordo com (115).

$$CID_{i,t} = D_{i,t}^{BR} + D_{i,t}^{SS} + D_{i,t}^{DG} \quad \forall i \in LN, t \in T \quad (115)$$

O índice médio de frequência das interrupções no sistema no estágio t , $SAIFI_t$, e o índice médio de duração das interrupções no sistema no estágio t , $SAIDI_t$, são calculados usando (116) e (117):

$$SAIFI_t = \sum_{i \in LN} \frac{NC_{i,t}(N_{i,t}^{BR} + N_{i,t}^{SS} + N_{i,t}^{DG})}{\sum_{j \in LN} NC_{j,t}} \quad \forall t \in T \quad (116)$$

$$SAIDI_t = \sum_{i \in LN} \frac{NC_{i,t}(D_{i,t}^{BR} + D_{i,t}^{SS} + D_{i,t}^{DG})}{\sum_{j \in LN} NC_{j,t}} \quad \forall t \in T \quad (117)$$

em que $NC_{i,t}$ é o número de consumidores no nó i , no estágio t .

A restrição (118) representa um limite máximo, $\overline{SAIDI_t}$, para o índice médio de duração das interrupções no sistema no estágio t .

$$SAIDI_t \leq \overline{SAIDI_t} \quad \forall t \in T \quad (118)$$

Por fim, o índice médio de disponibilidade do sistema no estágio t , $ASAI_t$, o valor da energia não suprida esperada no estágio t , $EENS_t$, e o custo da energia não suprida esperada no estágio t , $CEENS_t$, são dados por (119)–(121):

$$ASAI_t = 1 - \frac{SAIFI_t}{8760} \quad \forall t \in T \quad (119)$$

$$EENS_t = \sum_{i \in LN} \sum_{\pi \in \Pi} \frac{\delta_\pi}{8760} CID_{i,t} P_{i,\pi,t}^D \quad \forall t \in T \quad (120)$$

$$CEENS_t = \sum_{i \in LN} (C_{i,t}^{BR} + C_{i,t}^{SS} + C_{i,t}^{DG} + C_{i,t}^{NO}) \quad \forall t \in T \quad (121)$$

em que δ_π é a duração anual do nível de demanda π .

3.1.7 Variáveis binárias

Finalmente, (122)–(126) indicam a natureza binária das variáveis de investimento $\zeta_{i,t}$, $\omega_{ij,a,t}$, $\chi_{i,\varrho,t}$ e operação $\beta_{ij,t,\pi,\kappa}$ e $y_{i,t,\pi,\kappa}$.

$$\zeta_{i,t} \in \{0,1\} \quad \forall i \in SS, t \in T \quad (122)$$

$$\omega_{ij,a,t} \in \{0,1\} \quad \forall ij \in B, a \in A, t \in T \quad (123)$$

$$\chi_{i,\varrho,t} \in \{0,1\} \quad \forall i \in N, \varrho \in \Upsilon, t \in T \quad (124)$$

$$\beta_{ij,t,\pi,\kappa} \in \{0,1\} \quad \forall ij \in BBF, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (125)$$

$$y_{i,t,\pi,\kappa} \in \{0,1\} \quad \forall i \in LN, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (126)$$

Note que, apesar de $z_{i,t}$, $w_{ij,a,t}$, $q_{i,\varrho,t}$ e $x_{ij,t,\pi,\kappa}$ poderem assumir apenas os valores de zero ou um, essas variáveis são dependentes de (122)–(126), e portanto não necessitam ser definidas como variáveis binárias no modelo.

3.1.8 Modelo completo

O modelo resultante (127)–(128) é de programação cônica de segunda ordem inteira mista, sendo que a restrição (68) é uma cônica de segunda ordem, enquanto que (83) e (84) são restrições quadráticas. Todas as outras restrições do modelo são lineares, sendo que a função objetivo também é linear.

A presença de variáveis binárias (122)–(126) torna o problema resultante difícil de ser resolvido em sistemas de grande porte. Entretanto, o modelo proposto, por ser convexo, garante convergência para o ótimo global do problema.

$$(63) \quad (127)$$

Sujeito a:

$$(64)–(126). \quad (128)$$

As seções seguintes apresentam versões linearizadas e mais relaxadas para o problema tratado neste trabalho. Esses modelos, por serem de programação linear inteira mista, podem ser resolvidos de forma mais eficiente pela geração corrente de *solvers* de otimização.

3.2 MODELO AC LINEARIZADO PARA O PESD CONSIDERANDO RESTAURAÇÃO DO FORNECIMENTO

Com o objetivo de se obter um modelo de programação linear inteira mista que possa ser resolvido de forma mais eficiente pela geração corrente de *solvers* de otimização, esta seção apresenta linearizações para as equações (68), do cálculo da corrente, (83), referente à capacidade de operação das subestações e (84), referente ao limite de capacidade de geração dos geradores distribuídos.

As demais equações do modelo devem permanecer inalteradas, e por esse motivo, na última subseção é apresentado o modelo resultante, indicando apenas a numeração das equações do modelo.

3.2.1 Linearização da equação de cálculo da corrente

As equações (129)–(139) apresentam a linearização por partes para a equação (68) do cálculo da corrente. Cabe observar que essas equações são similares à (26)–(39), já discutidas e explicadas no capítulo anterior.

$$\tilde{V}_{j,t,\pi,\kappa}^{SQ} \tilde{I}_{ij,t,\pi,\kappa}^{SQ} = \sum_{\psi=1}^{\Psi} m_{\psi}^{\check{S}} \left(\Delta_{ij,\psi,t,\pi,\kappa}^{\check{P}} + \Delta_{ij,\psi,t,\pi,\kappa}^{\check{Q}} \right) \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (129)$$

$$\check{P}_{ij,t,\pi,\kappa} = \check{P}_{ij,t,\pi,\kappa}^{+} - \check{P}_{ij,t,\pi,\kappa}^{-} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (130)$$

$$\check{P}_{ij,t,\pi,\kappa}^{+} + \check{P}_{ij,t,\pi,\kappa}^{-} = \sum_{\psi=1}^{\Psi} \Delta_{ij,\psi,t,\pi,\kappa}^{\check{P}} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (131)$$

$$\check{Q}_{ij,t,\pi,\kappa} = \check{Q}_{ij,t,\pi,\kappa}^{+} - \check{Q}_{ij,t,\pi,\kappa}^{-} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (132)$$

$$\check{Q}_{ij,t,\pi,\kappa}^{+} + \check{Q}_{ij,t,\pi,\kappa}^{-} = \sum_{\psi=1}^{\Psi} \Delta_{ij,\psi,t,\pi,\kappa}^{\check{Q}} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (133)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,\psi,t,\pi,\kappa}^{\check{P}} \leq \overline{\Delta}^{\check{S}} \quad \forall ij \in B, \psi \in \{1, \dots, \Psi\}, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (134)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,\psi,t,\pi,\kappa}^{\check{Q}} \leq \overline{\Delta}^{\check{S}} \quad \forall ij \in B, \psi \in \{1, \dots, \Psi\}, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (135)$$

$$\check{P}_{ij,t,\pi,\kappa}^{+}, \check{Q}_{ij,t,\pi,\kappa}^{+}, \check{P}_{ij,t,\pi,\kappa}^{-}, \check{Q}_{ij,t,\pi,\kappa}^{-} \geq 0 \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (136)$$

em que:

$$m_1^{\check{S}} = \frac{5}{6} \overline{\Delta}^{\check{S}} \quad (137)$$

$$m_\psi^{\check{S}} = (2\psi - 1) \overline{\Delta}^{\check{S}} \quad \forall \psi \in \{2, \dots, \Psi\} \quad (138)$$

$$\overline{\Delta}^{\check{S}} = \frac{\overline{V} \max_{a \in A}(\overline{I}_a) \max_{\kappa \in K}(\gamma_\kappa^I)}{\Psi} \quad (139)$$

As equações da linearização, nesse caso, devem ser definidas em todos os estágios, níveis de demanda e cenário de contingência. O parâmetro $\tilde{V}_{i,t,\pi,\kappa}^{SQ}$ é uma estimativa para o quadrado da magnitude da tensão no nó i do sistema, no estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ , obtido resolvendo-se o modelo proposto relaxando-se a integralidade das variáveis binárias.

Como a função objetivo (63) do problema minimiza as perdas, relacionadas com os quadrados das magnitudes das corrente nos ramos, então não é necessário o uso de variáveis binárias na linearização para garantir a sequência de preenchimento correta dos blocos da linearização.

3.2.2 Linearização do limite de capacidade das subestações

A restrição quadrática (83), referente à capacidade das subestações, é linearizada como mostrado na Figura 12, em que a área pontilhada corresponde à restrição quadrática, e as linhas externas à circunferência correspondem à aproximação (140)–(144).

$$|P_{i,t,\pi,\kappa}^{SS}| \leq (\overline{S}_i^O - \Delta_i^O \Gamma_{i,\kappa}^{SS}) + (\overline{S}_i^N - \Delta_i^N \Gamma_{i,\kappa}^{SS}) z_{i,t} \quad (140)$$

$$|Q_{i,t,\pi,\kappa}^{SS}| \leq (\overline{S}_i^O - \Delta_i^O \Gamma_{i,\kappa}^{SS}) + (\overline{S}_i^N - \Delta_i^N \Gamma_{i,\kappa}^{SS}) z_{i,t} \quad (141)$$

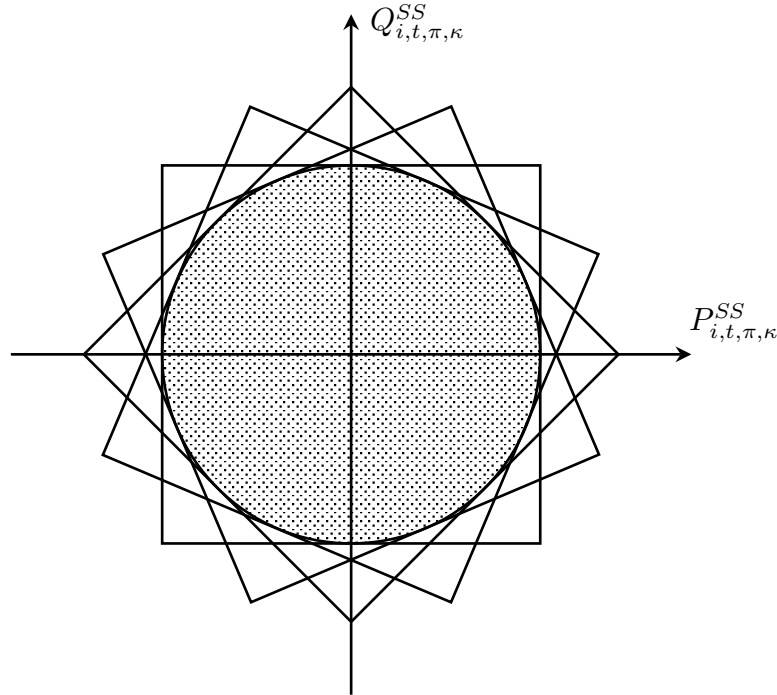
$$|Q_{i,t,\pi,\kappa}^{SS}| \leq \sqrt{2} [(\overline{S}_i^O - \Delta_i^O \Gamma_{i,\kappa}^{SS}) + (\overline{S}_i^N - \Delta_i^N \Gamma_{i,\kappa}^{SS}) z_{i,t}] - P_{i,t,\pi,\kappa}^{SS} \quad (142)$$

$$|Q_{i,t,\pi,\kappa}^{SS}| \leq \frac{1}{\tan \frac{\pi}{8}} [(\overline{S}_i^O - \Delta_i^O \Gamma_{i,\kappa}^{SS}) + (\overline{S}_i^N - \Delta_i^N \Gamma_{i,\kappa}^{SS}) z_{i,t}] - \tan \frac{3\pi}{8} P_{i,t,\pi,\kappa}^{SS} \quad (143)$$

$$|Q_{i,t,\pi,\kappa}^{SS}| \leq \frac{1}{\tan \frac{3\pi}{8}} [(\overline{S}_i^O - \Delta_i^O \Gamma_{i,\kappa}^{SS}) + (\overline{S}_i^N - \Delta_i^N \Gamma_{i,\kappa}^{SS}) z_{i,t}] - \tan \frac{\pi}{8} P_{i,t,\pi,\kappa}^{SS} \quad (144)$$

$$\forall i \in SS, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K$$

Figura 12 – Linearização da restrição de capacidade das subestações



Fonte: Elaboração do autor.

Nota-se que há um incremento no número de equações para representar a capacidade das subestações. Entretanto, essas equações são lineares, o que reduz a complexidade do problema em relação ao modelo original. Além disso, quando não se permite fluxo reverso nas subestações, apenas a linearização do primeiro quadrante deve ser utilizada.

3.2.3 Linearização do limite de capacidade da geração distribuída

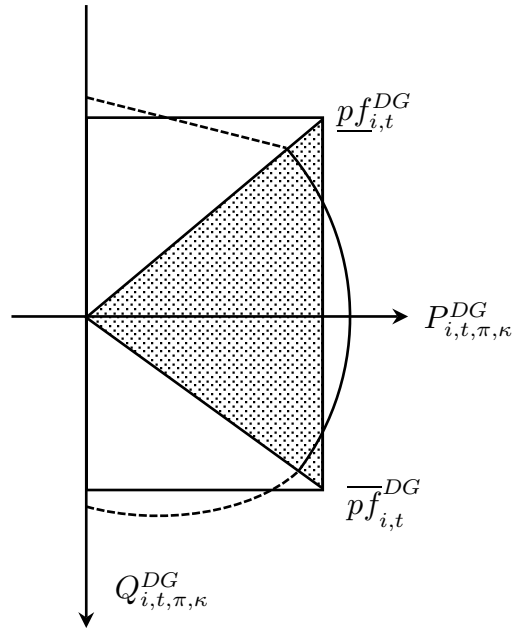
A restrição quadrática (84), referente ao limite de capacidade de geração dos geradores distribuídos, é linearizada utilizando-se (145) e (146). Nesse modelo, pf_{ϱ}^{DG} é um fator de potência assumido para o gerador do tipo ϱ . A Figura 13 ilustra a linearização utilizada.

$$0 \leq P_{i,t,\pi,\kappa}^{DG} \leq (1 - \Gamma_{i,\kappa}^{DG}) \sum_{\varrho \in \Upsilon} \bar{S}_{\varrho}^{DG} pf_{\varrho}^{DG} q_{i,\varrho,t} \quad (145)$$

$$|Q_{i,t,\pi,\kappa}^{DG}| \leq (1 - \Gamma_{i,\kappa}^{DG}) \sum_{\varrho \in \Upsilon} \left[\bar{S}_{\varrho}^{DG} \sin(\cos^{-1}(pf_{\varrho}^{DG})) q_{i,\varrho,t} \right] \quad (146)$$

$$\forall i \in N, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K$$

Figura 13 – Linearização da curva de capacidade de um gerador distribuído



Fonte: Elaboração do autor.

Nesse caso, para geração distribuída, a formulação fica mais simples, sendo que o número de restrições continua o mesmo.

3.2.4 Modelo completo

Após a substituição das restrições cônica e quadráticas no modelo original (127)–(128), o modelo resultante passa a ser (147)–(148).

$$(63) \quad (147)$$

Sujeito a:

$$(64)–(67), (69)–(82), (86)–(126), (129)–(146). \quad (148)$$

O modelo resultante (147)–(148) mantém as características da operação ac do sistema, sendo que a precisão pode ser melhorada aumentando-se o número de blocos da linearização das equações (129)–(139).

Apesar do incremento do número de equações, o modelo resultante (147)–(148), de programação linear inteira mista, é resolvido de forma mais eficiente por *solvers* comerciais do que o modelo original de programação cônica de segunda ordem inteira mista (127)–(128).

Como o problema tratado é de planejamento a longo prazo, poucos blocos de linearização em (129)–(139) são suficientes para obter-se uma precisão adequada, visto que não faz sentido exigir uma alta precisão para dados que podem conter altas incertezas.

3.3 MODELO SIMPLIFICADO PARA O PESD CONSIDERANDO RESTAURAÇÃO DO FORNECIMENTO

Um modelo mais fácil de ser resolvido para o problema de PESD considerando restauração do fornecimento pode ser obtido utilizando-se as equações simplificadas para o cálculo da operação da rede, como proposto por Haffner *et al.* (2008a, 2008b).

Esta seção apresenta uma formulação de programação linear inteira mista para o problema em questão, que pode ser resolvida com menor esforço computacional.

3.3.1 Restrições de operação do sistema

As equações (149)–(151) são baseadas em (43) e (44), e consideram o balanço de potência aparente no sistema (representando a aplicação da lei de Kirchhoff das correntes) e uma equação aproximada do cálculo das quedas de tensão nos ramos (representando a aplicação da lei de Kirchhoff das tensões no problema).

$$\sum_{ki \in B} \sum_{a \in A} S_{ki,a,t,\pi,\kappa} - \sum_{ij \in B} \sum_{a \in A} S_{ij,a,t,\pi,\kappa} + S_{i,t,\pi,\kappa}^{SS} + S_{i,t,\pi,\kappa}^{DG} = y_{i,t,\pi,\kappa} S_{i,t,\pi}^D \quad (149)$$

$$\forall i \in N, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K$$

$$V_{i,t,\pi,\kappa} - V_{j,t,\pi,\kappa} - \lambda_{ij,t,\pi,\kappa}^V = \sum_{a \in A} Z_a l_{ij} \frac{S_{ij,a,t,\pi,\kappa}}{V^N} \quad (150)$$

$$|\lambda_{ij,t,\pi,\kappa}^V| \leq (\bar{V} - \underline{V} \gamma_\kappa^V)(1 - x_{ij,t,\pi,\kappa}) \quad (151)$$

$$\forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K$$

Nessa formulação, os parâmetros são: $S_{i,t,\pi}^D = \sqrt{(P_{i,t,\pi}^D)^2 + (Q_{i,t,\pi}^D)^2}$ é a demanda de potência aparente no nó i , estágio t , nível de demanda π e V^N é a tensão nominal do sistema. As variáveis são: $S_{ij,a,t,\pi,\kappa}$ que representa o fluxo de potência aparente no ramo ij , condutor do tipo a , estágio t , nível de demanda π , e cenário de contingência κ , $S_{i,t,\pi,\kappa}^{SS}$ é a injeção de

potência aparente pela subestação do nó i , estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ , $S_{i,t,\pi,\kappa}^{DG}$ é a geração de potência aparente do gerador distribuído no nó i , estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ , e $V_{i,t,\pi,\kappa}$ é a magnitude da tensão no nó i , estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ . Todas as outras variáveis ou parâmetros já foram apresentados anteriormente.

A equação (149) representa o balanço de potência aparente na rede, (150) é o cálculo da queda de tensão, e (151) calcula a variável de folga da equação de queda de tensão em função do estado $x_{ij,t,\pi,\kappa}$ da chave do ramo ij , no estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ .

3.3.2 Limites operacionais

A restrição do limite de tensão nos nós do sistema é apresentada em (152), enquanto que (153) limita o fluxo de potência aparente nos condutores em função da variável que indica o condutor instalado, $w_{ij,a,t}$.

$$\underline{V}_\kappa \leq V_{i,t,\pi,\kappa} \leq \bar{V} \quad \forall i \in N, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (152)$$

$$|S_{ij,a,t,\pi,\kappa}| \leq \bar{I}_a \gamma_\kappa^I w_{ij,a,t} \quad \forall ij \in B, a \in A, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (153)$$

A restrição (154) calcula o fluxo de potência aparente total no ramo ij , $\check{S}_{ij,t,\pi,\kappa}$, como uma soma dos fluxos em cada condutor a , sendo que somente um fluxo é diferente de zero. A restrição (155) indica o limite do fluxo de potência aparente total em função da variável de operação $x_{ij,t,\pi,\kappa}$.

$$\check{S}_{ij,t,\pi,\kappa} = \sum_{a \in A} S_{ij,a,t,\pi,\kappa} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (154)$$

$$|\check{S}_{ij,t,\pi,\kappa}| \leq \bar{V} \max_{a \in A} (\bar{I}_a) \gamma_\kappa^I x_{ij,t,\pi,\kappa} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (155)$$

A restrição (156) representa o limite de injeção de potência aparente pela subestação no nó i , estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ .

$$|S_{i,t,\pi,\kappa}^{SS}| \leq (\bar{S}_i^O - \Delta_i^O \Gamma_{i,\kappa}^{SS}) + (\bar{S}_i^N - \Delta_i^N \Gamma_{i,\kappa}^{SS}) z_{i,t} \quad \forall i \in SS, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (156)$$

Por fim, a restrição (157) representa o limite de geração de potência aparente pelo gerador distribuído no nó i , estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ , enquanto

que (158) restringe os geradores distribuídos a operarem apenas quando as demandas dos nós em que estiverem conectados estejam sendo atendidas.

$$0 \leq S_{i,t,\pi,\kappa}^{DG} \leq (1 - \Gamma_{i,\kappa}^{DG}) \sum_{\varrho \in \Upsilon} \bar{S}_{\varrho}^{DG} q_{i,\varrho,t} \quad \forall i \in N, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (157)$$

$$S_{i,t,\pi,\kappa}^{DG} \leq \max_{\varrho \in \Upsilon} (\bar{S}_{\varrho}^{DG}) y_{i,t,\pi,\kappa} \quad \forall i \in N, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | \kappa = 0 \quad (158)$$

Por desconsiderar os fluxos de potência ativa e reativa separadamente, o número de restrições do modelo é reduzido de maneira significativa, o que o torna mais simples.

3.3.3 Linearização do quadrado da corrente na função objetivo

A linearização do quadrado da magnitude da corrente, presente nesse caso somente na função objetivo do problema é apresentada em (159)–(166). Ressalta-se novamente que essas equações são similares à (26)–(39), já discutidas e explicadas no capítulo anterior.

$$\tilde{I}_{ij,t,\pi,\kappa}^{SQ} = \sum_{\psi=1}^{\Psi} \frac{m_{\psi}^{\tilde{S}} \Delta_{ij,\psi,t,\pi,\kappa}^{\tilde{S}}}{V^N} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (159)$$

$$\tilde{S}_{ij,t,\pi,\kappa} = \tilde{S}_{ij,t,\pi,\kappa}^{+} - \tilde{S}_{ij,t,\pi,\kappa}^{-} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (160)$$

$$\tilde{S}_{ij,t,\pi,\kappa}^{+} + \tilde{S}_{ij,t,\pi,\kappa}^{-} = \sum_{\psi=1}^{\Psi} \Delta_{ij,\psi,t,\pi,\kappa}^{\tilde{S}} \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (161)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,\psi,t,\pi,\kappa}^{\tilde{S}} \leq \bar{\Delta}^{\tilde{S}} \quad \forall ij \in B, \psi \in \{1, \dots, \Psi\}, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (162)$$

$$\tilde{S}_{ij,t,\pi,\kappa}^{+}, \tilde{S}_{ij,t,\pi,\kappa}^{-} \geq 0 \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (163)$$

em que:

$$m_1^{\tilde{S}} = \frac{5}{6} \bar{\Delta}^{\tilde{S}} \quad (164)$$

$$m_{\psi}^{\tilde{S}} = (2\psi - 1) \bar{\Delta}^{\tilde{S}} \quad \forall \psi \in \{2, \dots, \Psi\} \quad (165)$$

$$\bar{\Delta}^{\tilde{S}} = \frac{\bar{V} \max_{a \in A}(\bar{I}_a) \max_{\kappa \in K}(\gamma_{\kappa}^I)}{\Psi} \quad (166)$$

Como nesse modelo os fluxos nas linhas são representados por potência aparente, o número de restrições da linearização é menor que no modelo anterior.

3.3.4 Modelo completo

Após a substituição das equações de operação da rede e limites representados por restrições quadráticas no modelo original (127)–(128), o modelo simplificado resultante passa a ser (167)–(168).

$$(63) \quad (167)$$

Sujeito a:

$$(69), (72)–(74), (76), (79), (82), (89)–(126), (149)–(166). \quad (168)$$

O modelo resultante (167)–(168) não considera a operação ac do sistema, mas pode fornecer resultados iniciais para o problema de PESD considerando a restauração do fornecimento, principalmente quando a complexidade da rede é maior.

O modelo (167)–(168) é de programação linear inteira mista, e pode ser resolvido de forma eficiente por *solvers* comerciais com sistemas de pequeno e médio porte.

3.4 TESTES E RESULTADOS

Os três modelos apresentados para o problema de PESD considerando restauração do fornecimento (modelo ac completo cônico, modelo ac linearizado e modelo simplificado) foram implementados na linguagem de modelagem matemática AMPL e resolvidos com o *solver* CPLEX versão 12.8, ajustado para fornecer soluções com um *gap* de no máximo 1%, em um computador com processador Intel® Core™ i7-8700 de 3.20 GHz e 16 GB de RAM. O sistema de 24 nós, adaptado de Gönen e Ramirez-Rosado (1986), foi utilizado para avaliar o modelo.

Inicialmente são realizados testes com cada um dos três modelos apresentados, considerando-se o planejamento tradicional da rede e sem considerar cenários de contingência para restauração do fornecimento.

Em seguida, resolve-se o problema de PESD considerando restauração do fornecimento, sendo que nesse caso, uma solução inicial, obtida pela meta-heurística apresentada no capítulo seguinte, é fornecida ao *solver* para ajudar na convergência.

Os resultados dos primeiros testes são então avaliados no problema que considera contingências, com o objetivo de se avaliar os índices de confiabilidade das soluções obtidas.

3.4.1 Dados do sistema de 24 nós

Os dados do sistema de 24 nós foram adaptados de Gönen e Ramirez-Rosado (1986) e Pereira Junior (2014). O sistema, ilustrado na Figura 14, possui 20 nós de carga, quatro nós de subestação, sendo que duas são existentes e podem ser repotenciadas e duas são candidatas a serem construídas, e 33 ramos, sendo quatro com linhas existentes. A tensão nominal no sistema é 20 kV, e os limites mínimo e máximo para as magnitudes das tensões nos nós são $\underline{V} = 0.95$ p.u. e $\overline{V} = 1.05$ p.u., respectivamente.

A Tabela 1 mostra as especificações técnicas dos condutores, enquanto que a Tabela 2 mostra os custos de se instalar ou substituir cada tipo de condutor. A Tabela 3 mostra as capacidades das subestações existentes e candidatas a serem reforçadas, assim como os custos correspondentes de construção e reforço. No Anexo A, a Tabela 23 apresenta os dados de nós e a Tabela 24 apresenta os dados de ramos do sistema de 24 nós.

Tabela 1 – Especificações técnicas dos condutores do sistema de 24 nós

Tipo a	R_a (Ω/km)	X_a (Ω/km)	$\bar{I}_a$ (A)
1	0,6140	0,3990	197
2	0,4070	0,3800	314
3	0,3080	0,3650	450

Fonte: Pereira Junior (2014).

Tabela 2 – Custos de construção de linhas e recondutoramento do sistema de 24 nós

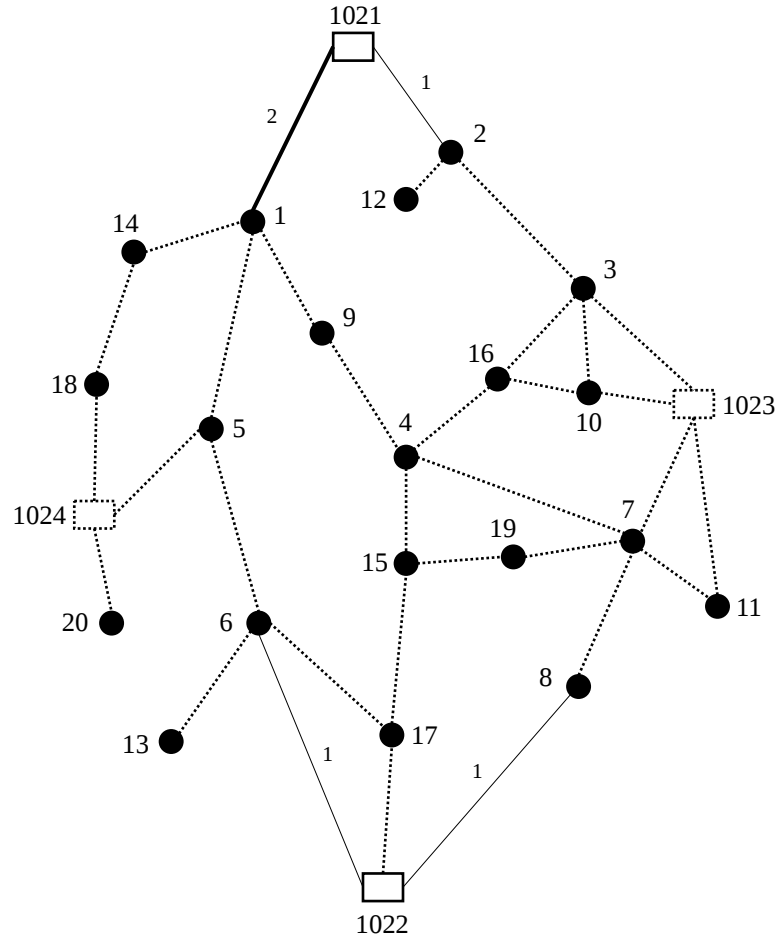
		Para o tipo a (10^3 USD/km)		
		1	2	3
Do tipo τ_{ij}	0	15,02	25,03	37,55
	1	0,00	19,14	29,87
	2	–	0,00	20,17

Fonte: Pereira Junior (2014).

Tabela 3 – Dados de subestações do sistema de 24 nós

Nó	Capacidade instalada (MVA)	Nova capacidade (MVA)	Custo de construção (10^3 USD)	Custo de reforço (10^3 USD)
1021	7,00	15,00	–	120,00
1022	5,00	17,00	–	135,00
1023	–	17,00	380,31	–
1024	–	15,00	280,26	–

Fonte: Pereira Junior (2014).

Figura 14 – Sistema de 24 nós

Fonte: Adaptado de Gönen e Ramirez-Rosado (1986) e Pereira Junior (2014).

Em relação à geração distribuída, considera-se a alocação de apenas um tipo de gerador, com capacidade de 3 MVA, custo de 100×10^3 USD, $\underline{pf}_{i,t}^{DG} = 0,95$ e $\overline{pf}_{i,t}^{DG} = 0,85$. Os nós candidatos no sistema à instalação de geração distribuída são: 5, 9, 15 e 16.

São considerados três estágios de planejamento de cinco anos cada, e uma taxa de juros anual de $\xi = 7,12\%$. O custo das perdas é de 0,15 USD/kWh.

A taxa de falha considerada para a geração distribuída foi de 0,8 falhas/ano e para as subestações 0,7 falhas/ano. Para os ramos, considerou-se $\lambda_{ij}^{BR} = 0,1l_{ij}$ falhas/km/ano (MUÑOZ-DELGADO; CONTRERAS; ARROYO, 2018b). Nos testes não foi considerado o limite máximo de investimento na rede, *i.e.*, $\overline{INV}_t$ foi assumido com um valor grande. Adicionalmente, foram considerados cenários de contingência em geradores distribuídos, subestações (saídas de transformadores de 5 MVA) e linhas. Apenas um nível de demanda foi considerado nos testes. Finalmente, o limite para o índice SAIDI em cada estágio de investimento t , $\overline{SAIDI}_t$, também foi considerado grande nos testes.

3.4.2 Teste com sistema de 24 nós – topologia radial – modelo cônico

A primeira série de testes foi realizada com o sistema de 24 nós com o objetivo de se obter uma rede com topologia radial para cada estágio do horizonte de planejamento. Dessa forma não foram considerados os cenários de contingência em subestações, geradores distribuídos e em linhas no processo de otimização.

Os testes visam avaliar a precisão dos modelos linearizado e simplificado em relação ao modelo cônico. Além disso, as soluções obtidas foram fixadas no modelo completo que considera a restauração do fornecimento em cada cenário de contingência (os investimentos foram fixados e a operação do sistema foi otimizada para cada cenário de contingência). Com isso foi possível obter os índices de confiabilidade da rede radial planejada (no caso calculou-se o SAIDI e a EENS) e compará-los com os índices da solução obtida considerando-se restauração do fornecimento. A Tabela 4 apresenta os custos de investimento e de operação, relacionado com as perdas de energia no sistema.

Tabela 4 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós considerando expansão radial usando o modelo cônico

Componente da função objetivo	Valor (USD)
Subestações	578.274,44
Geração distribuída	311.907,99
Linhas	390.841,50
Investimento total	1.281.023,93
Operação	831.802,64
Total	2.112.826,57

Fonte: Elaboração do autor.

A Figura 15 ilustra a rede expandida em cada estágio do horizonte de planejamento. Como os nós com numeração de 11 a 20 não possuem carga no primeiro estágio (Figura 15 (a)), eles não necessitam ser conectados nesse estágio, sendo que o nó 16 é conectado à rede por apresentar uma alternativa vantajosa. A mesma situação ocorre com os nós com numeração de 17 a 20 no segundo estágio, sendo que os nós 18 e 19 são de passagem nesse estágio, conforme pode ser verificado na Figura 15 (b).

A subestação do nó 1023 é construída no primeiro estágio, enquanto que a do nó 1024 é construída no segundo estágio. Em relação à geração distribuída, um gerador distribuído é

Na Figura 15 também é possível notar a tendência de as linhas mais próximas à subestação possuírem maior capacidade. Isso ocorre devido à restrição de capacidade de corrente das linhas (o fluxo nas linhas que saem da subestação é maior) e pelas perdas serem menores nas linhas de maior capacidade (reduzindo os custos das perdas de energia na função objetivo). Por outro lado, existem três situações em que uma linha de maior capacidade pode ser conectada à jusante (em relação a subestação) de uma linha de menor capacidade:

- i. Quando essa linha é reconectada em outra parte do sistema em um outro estágio, por ser mais vantajoso realizar esse tipo de investimento;
- ii. Devido à restrição de queda de tensão, que pode ser atendida com um custo menor de investimento instalando-se um condutor de maior capacidade a jusante de um condutor de menor capacidade;
- iii. Quando existem geradores distribuídos na rede, as linhas mais próximas aos geradores distribuídos podem necessitar maior capacidade de corrente.

Em relação ao esforço computacional, o tempo gasto para resolver esse problema foi 15,60 h.

A solução obtida para o planejamento foi então fixada no modelo que considera cenários de contingência. Obtiveram-se assim, os índices de confiabilidade apresentados na Tabela 5. Esses índices serão posteriormente comparados com os obtidos considerando-se a restauração do fornecimento no problema de planejamento da expansão.

Tabela 5 – Índices de confiabilidade para o sistema de 24 nós considerando expansão radial usando o modelo cônico

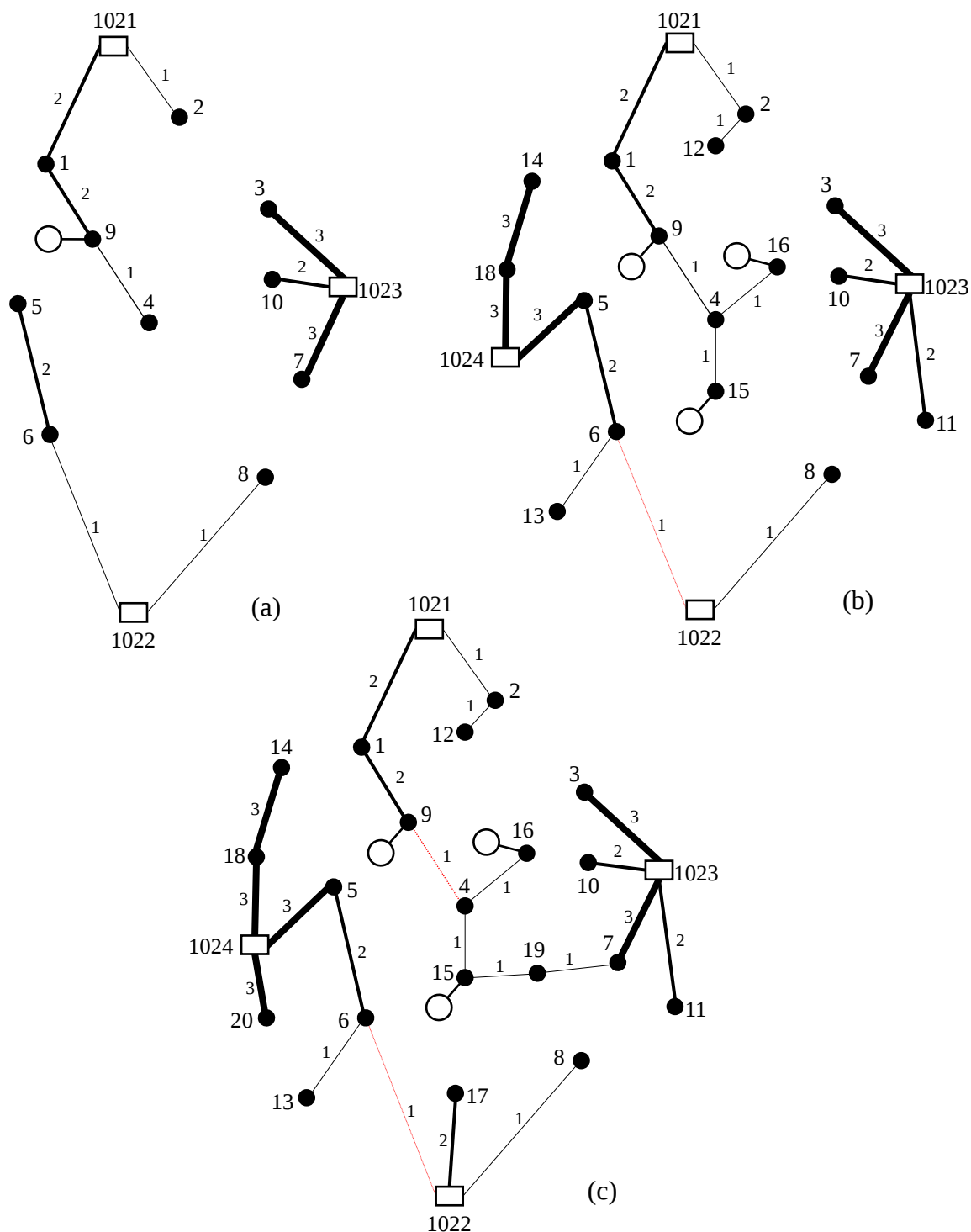
Índice	Estágio		
	1	2	3
SAIDI (h/ano)	1,9358	1,0796	2,2405
EENS anual (kWh/ano)	26.921,52	24.565,87	88.527,38

Fonte: Elaboração do autor.

3.4.3 Teste com sistema de 24 nós – topologia radial – modelo linearizado

A Figura 16 ilustra os resultados de cada um dos três estágios do horizonte de planejamento obtidos para o sistema de 24 nós utilizando-se o modelo linearizado, com $\Psi = 10$.

Figura 16 – Sistema de 24 nós planejado no (a) primeiro, (b) segundo e (c) terceiro estágios considerando expansão radial e usando o modelo linearizado



Fonte: Elaboração do autor.

Verifica-se na Figura 16 que no primeiro estágio (Figura 16 (a)) foi construída a subestação no nó 1023, enquanto que no segundo estágio (Figura 16 (b)) foi construída a subestação no nó 1024.

Em relação à geração distribuída, um gerador distribuído foi instalado no sistema no primeiro estágio no nó 9, enquanto que no segundo estágio (Figura 16 (b)) foram instalados outros dois geradores distribuídos, dessa vez nos nós 15 e 16.

As linhas construídas em cada estágio também podem ser verificadas na Figura 16. Nota-se que, no segundo estágio, a linha existente 6–1022 e no terceiro estágio, a linha existente 6–1022 e a linha 4–9, construída no primeiro estágio, permanecem desligadas, de forma que a topologia do sistema seja radial.

A Tabela 6 apresenta os custos de investimento e de operação, relacionado com as perdas de energia no sistema, para a solução obtida usando o modelo linearizado.

Tabela 6 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós considerando expansão radial usando o modelo linearizado

Componente da função objetivo	Valor (USD)
Subestações	578.274,44
Geração distribuída	241.271,99
Linhas	438.443,04
Investimento total	1.257.989,47
Operação	877.605,03
Total	2.135.594,50

Fonte: Elaboração do autor.

Apesar dos investimentos feitos no sistema e as topologias de operação da solução obtida pelo modelo linearizado serem diferentes do caso anterior, em que se utilizou o modelo cônico (isso pode ser verificado comparando-se a Figura 15 e a Figura 16), o valor total da função objetivo é apenas 1,08% maior que o valor da solução obtida pelo modelo cônico. Nesse caso, para se obter o custo de operação, a solução inteira fornecida pelo modelo linearizado foi fixada no modelo cônico.

O tempo computacional para resolver o modelo, por outro lado, diminuiu para 106,00 s.

A solução obtida para o planejamento foi então fixada no modelo que considera cenários de contingência, como no caso anterior. Obtiveram-se assim, os índices de confiabilidade apresentados na Tabela 7. Esses índices também serão posteriormente comparados com os obtidos considerando-se no problema de planejamento da expansão a restauração do fornecimento.

Tabela 7 – Índices de confiabilidade para o sistema de 24 nós considerando expansão radial usando o modelo linearizado

Índice	Estágio		
	1	2	3
SAIDI (h/ano)	2,0306	0,5897	1,7461
EENS anual (kWh/ano)	27.852,31	13.686,74	68.408,23

Fonte: Elaboração do autor.

3.4.4 Teste com sistema de 24 nós – topologia radial – modelo simplificado

A Figura 17 ilustra os resultados de cada um dos três estágios do horizonte de planejamento obtidos para o sistema de 24 nós utilizando-se o modelo simplificado, com $\Psi = 10$. Pode-se verificar que a subestação do nó 1023 é construída no primeiro estágio (Figura 17 (a)), enquanto que a subestação do nó 1024 é construída no segundo estágio (Figura 17 (b)), assim como na solução do modelo cônico apresentada na Figura 15.

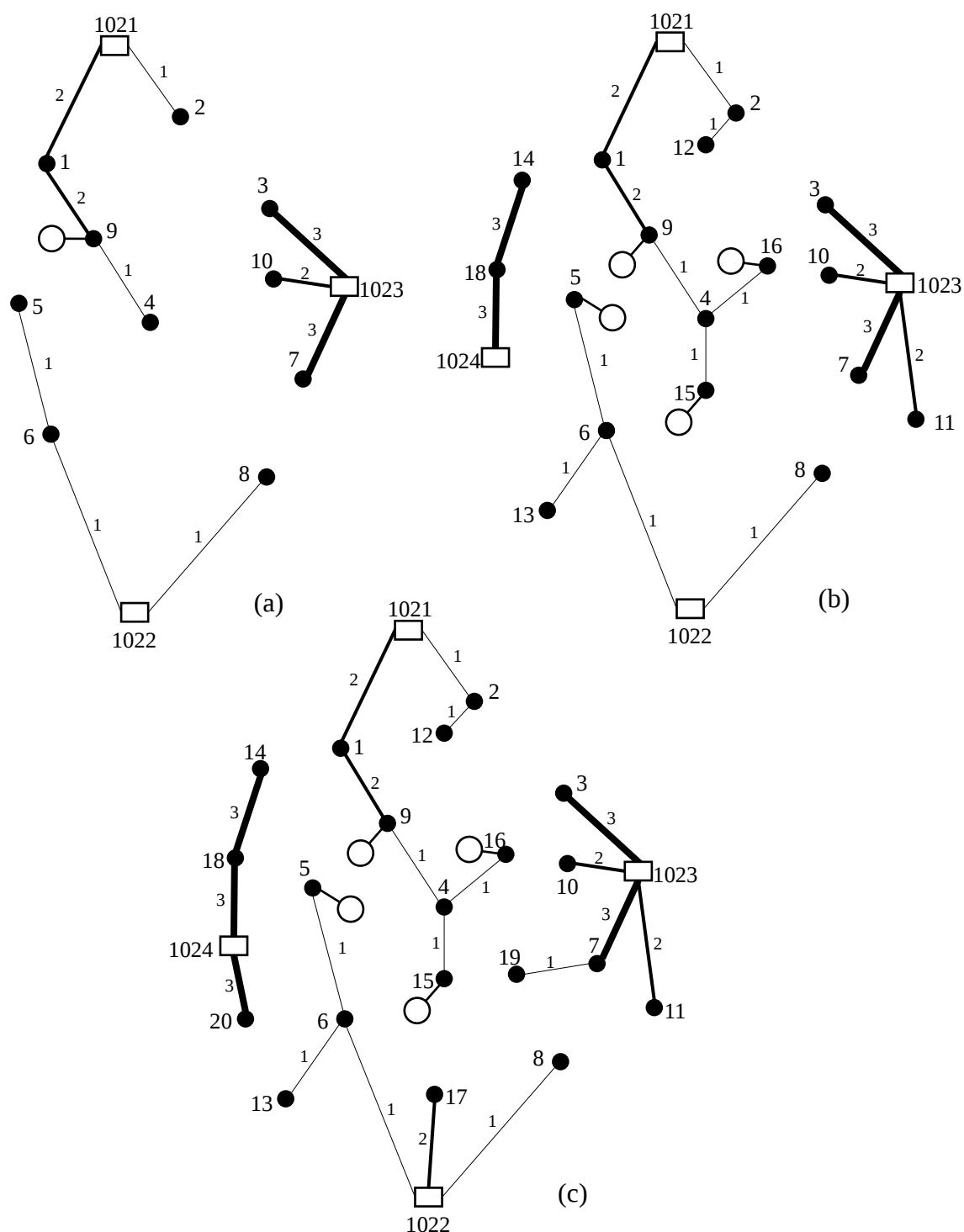
Em relação à geração distribuída, um gerador distribuído é instalado no nó 9 no primeiro estágio e três geradores distribuídos são instalados no sistema no segundo estágio, nos nós 5, 15 e 16, assim como na solução do modelo cônico apresentada na Figura 15.

O investimento em linhas, por outro lado, é ligeiramente diferente do apresentado na solução do modelo cônico da Figura 15. Nota-se que assim como na solução do modelo cônico, todas as linhas do sistema devem estar operando em todos os estágios para que a topologia da rede seja radial.

A Tabela 8 apresenta os custos de investimento e de operação, relacionado com as perdas de energia no sistema. Nesse caso nota-se que o custo de investimento é apenas 0,28% maior que o obtido pelo modelo cônico, sendo que os custos de investimento em subestações e em geração distribuída são os mesmos para o modelo simplificado e para o modelo cônico. Nesse caso, para se obter o custo de operação, a solução inteira fornecida pelo modelo simplificado foi fixada no modelo cônico.

Por fim, a solução obtida para o planejamento foi fixada no modelo que considera cenários de contingência. Obtiveram-se assim os índices de confiabilidade apresentados na Tabela 9. Esses índices serão posteriormente comparados com os obtidos considerando-se no problema de planejamento da expansão a restauração do fornecimento.

Figura 17 – Sistema de 24 nós planejado no (a) primeiro, (b) segundo e (c) terceiro estágios considerando expansão radial e usando o modelo simplificado



Fonte: Elaboração do autor.

Em relação ao esforço computacional, o modelo simplificado é resolvido em 12,56 s, tempo muito inferior ao tempo para resolver o modelo cônico e o modelo linearizado.

Tabela 8 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós considerando expansão radial usando o modelo simplificado

Componente da função objetivo	Valor (USD)
Subestações	578.274,44
Geração distribuída	311.907,99
Linhas	389.857,05
Investimento total	1.280.039,48
Operação	838.722,56
Total	2.118.762,04

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 9 – Índices de confiabilidade para o sistema de 24 nós considerando expansão radial usando o modelo simplificado

Índice	Estágio		
	1	2	3
SAIDI (h/ano)	2,0306	0,8895	2,9205
EENS anual (kWh/ano)	27.852,31	21.069,65	110.290,97

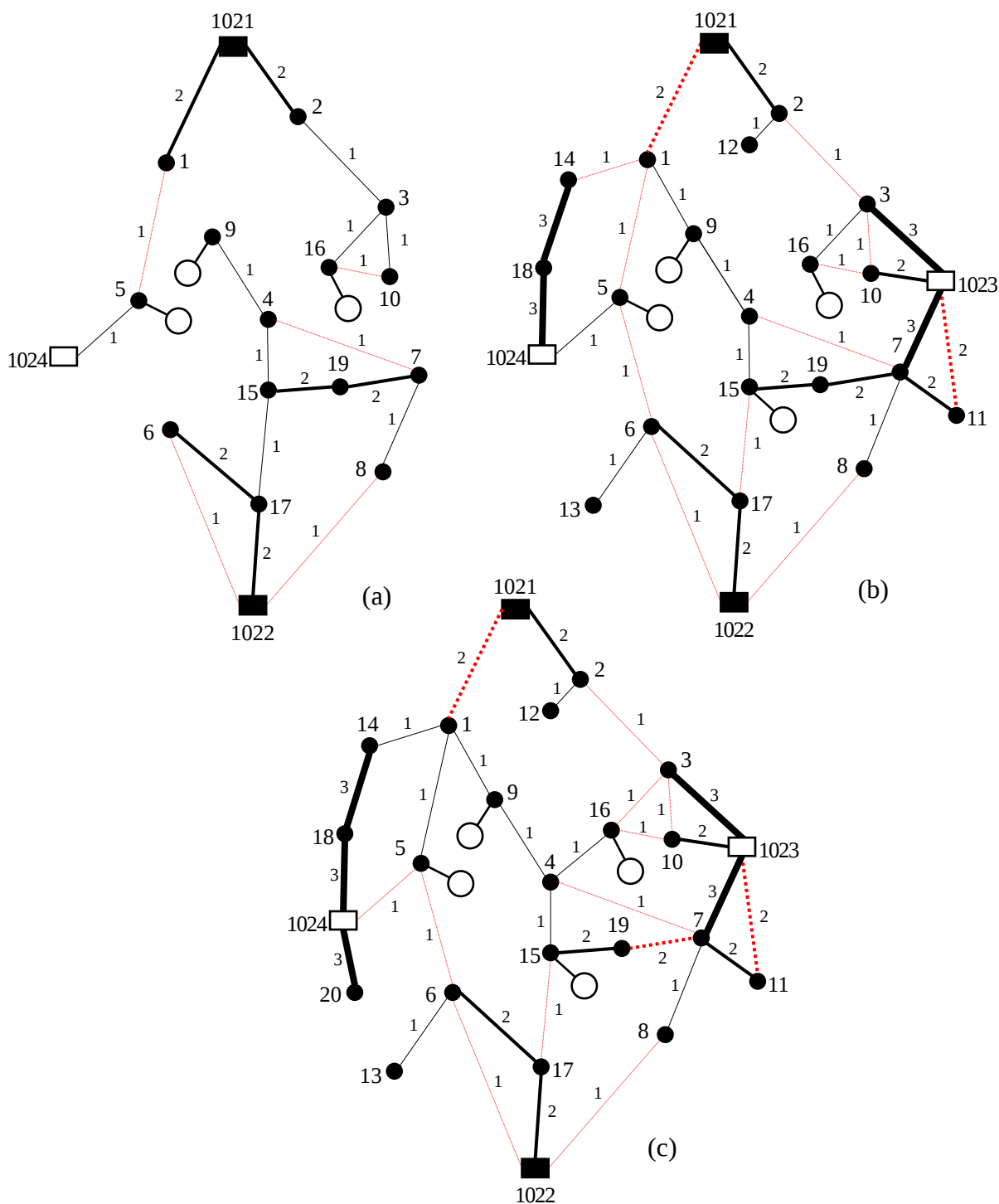
Fonte: Elaboração do autor.

3.4.5 Teste com sistema de 24 nós – considerando restauração do fornecimento – modelo cônico

Nesta subseção considera-se o teste realizado com o sistema de 24 nós utilizando o modelo cônico para PESD considerando restauração do fornecimento. Dessa forma, além dos custos de investimento e de operação, relacionado com as perdas de energia, e considerados nos casos anteriores, nesse caso também se minimiza o custo da energia não suprida esperada.

A Figura 18 ilustra os resultados obtidos em cada um dos três estágios do horizonte de planejamento para os investimentos na rede. Pode-se verificar que as subestações dos nós 1021 e 1022 são reforçadas no primeiro estágio (Figura 18 (a)), a subestação do nó 1023 é instalada no segundo estágio (Figura 18 (b)), enquanto que a subestação do nó 1024 é construída no primeiro estágio (Figura 18 (a)). Nesse caso é necessário repotenciar as subestações dos nós 1021 e 1022 devido aos cenários de contingência de saída de transformadores em subestações.

Figura 18 – Sistema de 24 nós planejado no (a) primeiro, (b) segundo e (c) terceiro estágios considerando restauração do fornecimento e usando o modelo cônico



Fonte: Elaboração do autor.

Em relação à geração distribuída, os geradores distribuídos são instalados nos nós 5, 9 e 16 no primeiro estágio e no nó 15 no segundo estágio. Nota-se, em relação às linhas, a presença de um número maior de ramos reserva que nas soluções obtidas anteriormente. Esses

ramos, indicados pelas linhas tracejadas em vermelho na Figura 18, são utilizados para restauração do fornecimento da energia em situações de contingência em linhas, geração distribuída ou em subestações.

A Tabela 10 apresenta os custos de investimento e de operação, relacionado com as perdas de energia no sistema, para a solução obtida.

Tabela 10 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o modelo cônico

Componente da função objetivo	Valor (USD)
Subestações	803.895,76
Geração distribuída	370.636,00
Linhas	731.519,57
Investimento total	1.906.051,33
Operação	1.745.063,55
Total	3.651.114,88

Fonte: Elaboração do autor.

Nota-se que o custo de investimento nesse caso é 48,79% maior que para a solução obtida pelo modelo cônico sem considerar restauração do fornecimento. O tempo computacional para resolver o modelo foi de 378,84 h.

O principal objetivo de se resolver o problema de PESD considerando restauração do fornecimento é a melhoria dos índices de confiabilidade no sistema, relacionados com faltas permanentes. A Tabela 11 apresenta os índices de confiabilidade obtidos considerando o sistema planejado para restauração do fornecimento em situações de contingência.

Tabela 11 – Índices de confiabilidade para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o modelo cônico

Índice	Estágio		
	1	2	3
SAIDI (h/ano)	0,5392	0,2677	0,2848
EENS anual (kWh/ano)	7.534,37	6.199,70	11.106,46

Fonte: Elaboração do autor.

Em relação à solução radial obtida pelo modelo cônico, as reduções no índice SAIDI em cada estágio, em sequência do primeiro para o terceiro, foram de 72,15%, 75,20% e 87,29%

e para a EENS as reduções foram de 72,01%, 74,76% e 87,45%, para a solução que considera restauração do fornecimento.

Já em relação à solução radial obtida pelo modelo linearizado, as reduções nos índices SAIDI foram de 73,45%, 54,60% e 83,69%, respectivamente para os estágios 1, 2 e 3, e para os valores da EENS as reduções foram de 72,95%, 54,70% e 83,76%, para a solução que considera restauração do fornecimento.

Por último, em relação à solução radial obtida pelo modelo simplificado, as reduções nos índices SAIDI foram de 73,45%, 69,90% e 90,25% e para os valores da EENS as reduções foram de 72,95%, 70,58% e 89,93%, respectivamente para os estágios 1, 2 e 3, para a solução que considera restauração do fornecimento.

3.4.6 Teste com sistema de 24 nós – considerando restauração do fornecimento – modelo linearizado

Nesta subseção considera-se o teste realizado com o sistema de 24 nós utilizando o modelo linearizado para PESD considerando restauração do fornecimento.

A Tabela 12 apresenta os custos de investimento e de operação, relacionado com as perdas de energia no sistema, para a solução obtida, com $\Psi = 10$.

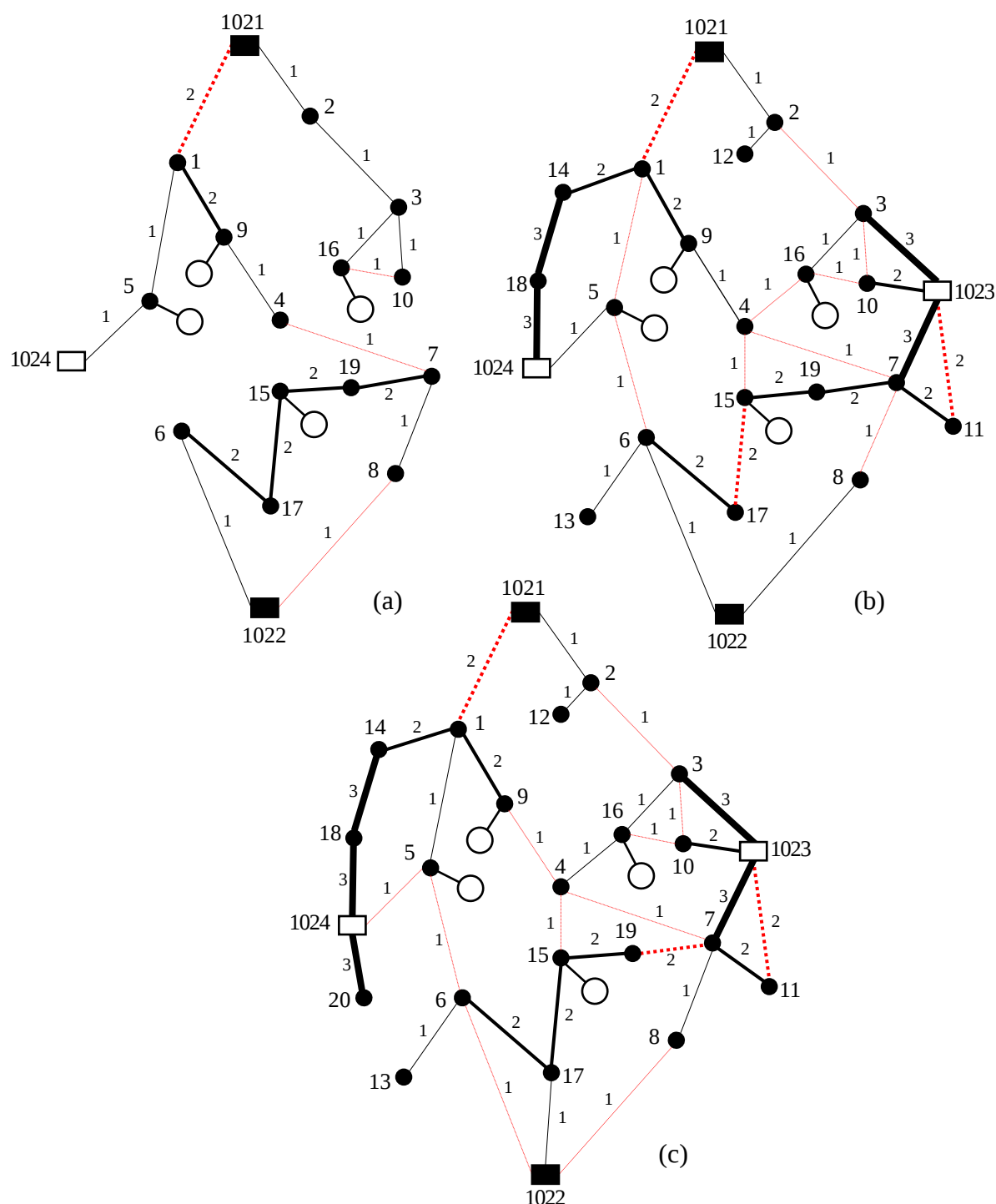
Tabela 12 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o modelo linearizado

Componente da função objetivo	Valor (USD)
Subestações	803.895,76
Geração distribuída	400.000,00
Linhas	703.422,39
Investimento total	1.907.318,15
Operação	1.772.952,90
Total	3.680.271,05

Fonte: Elaboração do autor.

A Figura 19 ilustra os resultados obtidos em cada um dos três estágios do horizonte de planejamento para os investimentos na rede.

Figura 19 – Sistema de 24 nós planejado no (a) primeiro, (b) segundo e (c) terceiro estágios considerando restauração do fornecimento e usando o modelo linearizado



Fonte: Elaboração do autor.

A Tabela 13 apresenta os índices de confiabilidade obtidos considerando o sistema planejado para restauração do fornecimento em situações de contingência.

Tabela 13 – Índices de confiabilidade para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o modelo linearizado

Índice	Estágio		
	1	2	3
SAIDI (h/ano)	0,4920	0,2677	0,2848
EENS anual (kWh/ano)	6.829,08	6.199,70	11.106,46

Fonte: Elaboração do autor.

Em relação à solução radial obtida pelo modelo linearizado, as reduções no índice SAIDI em cada estágio, em sequência do primeiro para o terceiro, foram de 75,77%, 54,60% e 83,69% e para a EENS as reduções foram de 75,48%, 54,70% e 83,76%, para a solução que considera restauração do fornecimento.

O tempo computacional para resolver o modelo foi de 188,43 h.

3.4.7 Teste com sistema de 24 nós – considerando restauração do fornecimento – modelo simplificado

Por fim, nesta subseção considera-se o teste realizado com o sistema de 24 nós utilizando o modelo simplificado para PESD considerando restauração do fornecimento.

A Tabela 14 apresenta os custos de investimento e de operação, relacionado com as perdas de energia no sistema, para a solução obtida, com $\Psi = 10$.

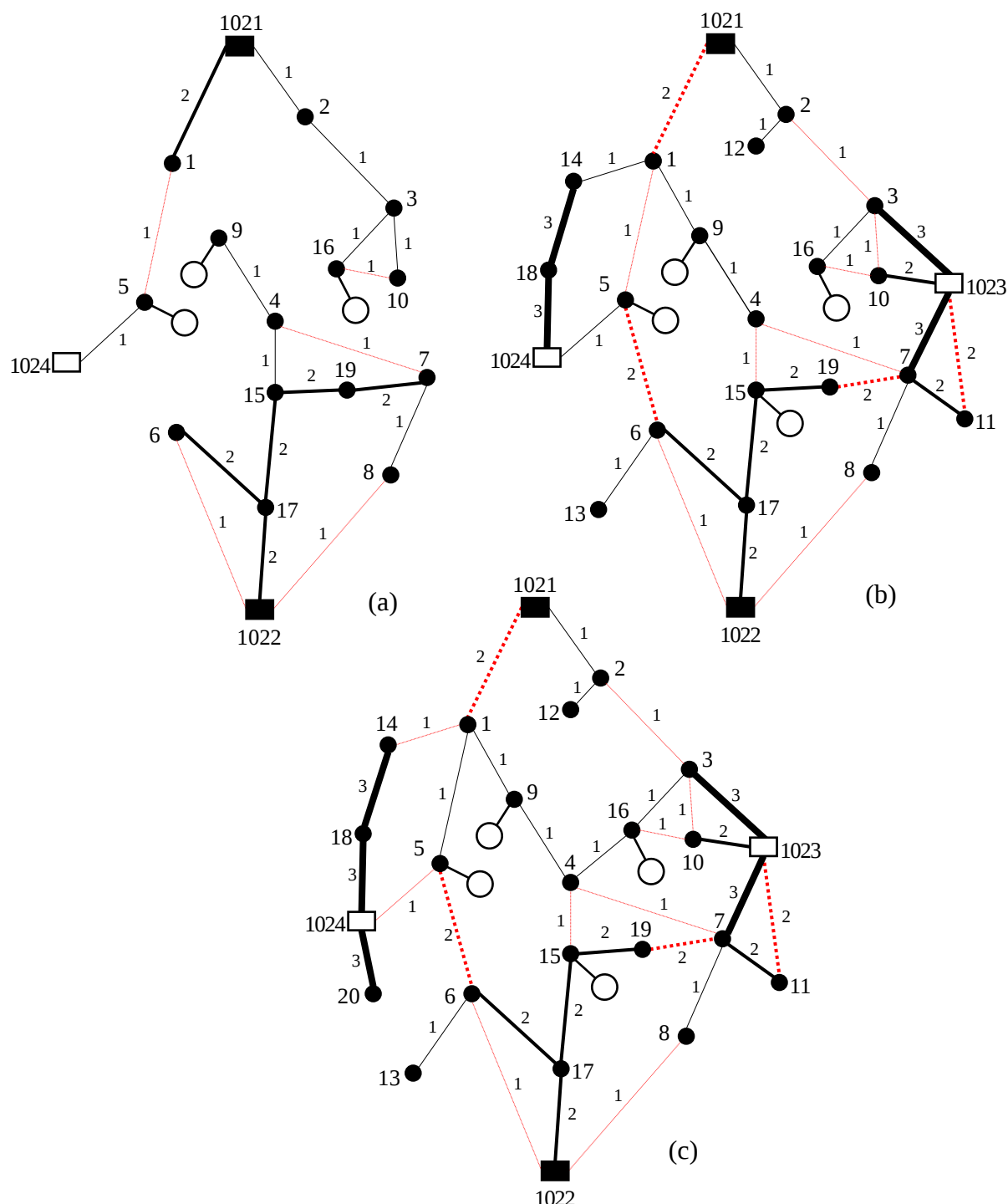
Tabela 14 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o modelo simplificado

Componente da função objetivo	Valor (USD)
Subestações	803.895,76
Geração distribuída	370.636,00
Linhas	727.963,16
Investimento total	1.902.494,92
Operação	1.772.715,39
Total	3.675.210,31

Fonte: Elaboração do autor.

A Figura 20 ilustra os resultados obtidos em cada um dos três estágios do horizonte de planejamento para os investimentos na rede.

Figura 20 – Sistema de 24 nós planejado no (a) primeiro, (b) segundo e (c) terceiro estágios considerando restauração do fornecimento e usando o modelo simplificado



Fonte: Elaboração do autor.

A Tabela 15 apresenta os índices de confiabilidade obtidos considerando o sistema planejado para restauração do fornecimento em situações de contingência.

O tempo computacional para resolver o modelo foi de 102,11 h.

Tabela 15 – Índices de confiabilidade para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o modelo simplificado

Índice	Estágio		
	1	2	3
SAIDI (h/ano)	0,5392	0,2781	0,2871
EENS anual (kWh/ano)	7.534,37	6.470,41	11.162,56

Fonte: Elaboração do autor.

Em relação à solução radial obtida pelo modelo simplificado, as reduções no índice SAIDI em cada estágio, em sequência do primeiro para o terceiro, foram de 73,45%, 68,74% e 90,17% e para a EENS as reduções foram de 72,95%, 69,29% e 89,88%, para a solução que considera restauração do fornecimento.

Verifica-se dessa forma que os modelos propostos são capazes de fornecer soluções otimizadas em relação à confiabilidade em situações de contingência. Essas soluções irão apresentar índices de confiabilidade melhores, com um custo de investimento maior.

O próximo capítulo apresenta uma estratégia para resolver sistemas de maior complexidade, visto que o modelo proposto cresce muito rapidamente de acordo com as dimensões do problema a ser resolvido, não sendo possível encontrar soluções com a atual geração de *solvers* de otimização e computadores.

4 UMA ABORDAGEM DE BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL PARA O PROBLEMA DE PESD CONSIDERANDO RESTAURAÇÃO DO FORNECIMENTO

NESTE capítulo apresenta-se inicialmente uma revisão sobre a meta-heurística *Variable Neighborhood Search* (VNS). Quatro formas do algoritmo VNS são discutidas: o algoritmo *Basic Variable Neighborhood Search* (BVNS), o *Variable Neighborhood Descent* (VND), o *Reduced Variable Neighborhood Search* (RVNS) e o *General Variable Neighborhood Search* (GVNS). Cabe observar que é importante conhecer as estruturas dos algoritmos BVNS, VND e RVNS para entender o funcionamento do algoritmo GVNS, que é utilizado neste trabalho para resolver o problema de PESD considerando restauração do fornecimento. De fato, o algoritmo GVNS pode ser visto como um algoritmo BVNS em que a solução inicial é melhorada por um algoritmo RVNS e a busca local é feita por um algoritmo VND.

Na segunda parte deste capítulo são apresentados os detalhes do método implementado para resolver o problema de PESD multiestágio considerando restauração do fornecimento. O método consiste em uma estratégia baseada no algoritmo GVNS para resolver de forma aproximada o modelo ac de programação cônica de segunda ordem inteira mista apresentado no capítulo anterior. O primeiro passo utiliza uma estratégia que constrói uma solução factível para o modelo de PESD simplificado. Em seguida, define-se as estruturas de vizinhança que são utilizadas pelo algoritmo GVNS que tenta melhorar a solução inicial, considerando o modelo com a operação ac da rede.

Testes com a proposta são realizados utilizando os sistemas de 24 e 54 nós, sendo que os resultados para o primeiro sistema são comparados com os resultados fornecidos pelos modelos de otimização quando as técnicas exatas de otimização são utilizadas.

4.1 META-HEURÍSTICA VNS

Métodos de busca local para otimização combinatória realizam uma sequência de modificações locais em uma solução inicial, melhorando o valor da função objetivo até que um ótimo local seja encontrado. Isto é, em cada iteração, uma solução melhorada x' da vizinhança $\mathcal{N}(x)$ da solução corrente x é obtida, até que nenhuma melhoria adicional possa ser alcançada. Vários tipos de meta-heurísticas, que estendem esse esquema de diversas formas, evitando que o processo fique preso em um ótimo local de baixa qualidade, já foram propostas (GLOVER; KOCHENBERGER, 2003).

De acordo com Mladenović e Hansen (1997), uma meta-heurística simples e eficiente pode ser obtida realizando-se trocas sistemáticas de vizinhanças, em conjunto com um algoritmo de busca local. Os autores denominaram essa técnica de busca em vizinhança variável e apresentam no artigo um algoritmo VNS básico, o *Basic Variable Neighborhood Search* (BVNS). Ao contrário da maioria das técnicas de busca local, a meta-heurística VNS não segue uma trajetória, mas explora vizinhanças cada vez mais distantes da solução incumbente corrente, e muda da incumbente corrente para uma nova se, e somente se, uma melhoria é obtida. Dessa forma, geralmente as características favoráveis de uma solução incumbente, como quando quase todas as variáveis já estão em seus valores ótimos, será mantida e usada na obtenção de soluções vizinhas promissoras. Existem várias propostas de algoritmos VNS que podem ser usadas de forma independente ou integradas em estruturas VNS mais complexas. A seguir, são apresentados quatro tipos de algoritmos VNS: (i) algoritmo BVNS; (ii) algoritmo VND; (iii) algoritmo RVNS; e (iv) algoritmo GVNS (HANSEN; MLADENOVIĆ, 2001).

4.1.1 Algoritmo BVNS

Denote por $\mathcal{N}_k, k = 1, \dots, k_{max}$ um conjunto finito de estruturas de vizinhança pré-definidas, e por $\mathcal{N}_k(x)$ o conjunto formado por soluções da k -ésima vizinhança de x . Heurísticas de busca local geralmente utilizam apenas uma estrutura de vizinhança, ou seja, $k_{max} = 1$.

Quando se utiliza mais de uma estrutura de vizinhança, as seguintes questões devem ser respondidas:

- i. Quais e quantas estruturas $\mathcal{N}_k$ devem ser utilizadas?
- ii. Qual deve ser a ordem das estruturas de vizinhança na busca?
- iii. Qual estratégia deve ser utilizada para realizar as trocas de vizinhanças?

As respostas para estas perguntas foram apresentadas por Mladenović e Hansen (1997) por meio do algoritmo BVNS apresentado na Figura 21.

Figura 21 – Algoritmo BVNS

Inicialização: Selecione o conjunto de estruturas de vizinhança $\mathcal{N}_k, k = 1, \dots, k_{max}$, que será utilizado na busca; encontre uma solução inicial $\mathbf{x}$; defina um critério de parada;

Repita os passos seguintes até que o critério de parada esteja satisfeito:

(1) Faça $k \leftarrow 1$;

(2) **Repita** os passos a seguir até $k = k_{max}$:

(a) **Agitação:** Gere aleatoriamente uma solução $\mathbf{x}'$ da k -ésima vizinhança de $\mathbf{x}$ ($\mathbf{x}' \in \mathcal{N}_k(\mathbf{x})$);

(b) **Busca local:** Aplique algum método de busca local com $\mathbf{x}'$ como solução inicial; denote por $\mathbf{x}''$ o ótimo local obtido por essa busca;

(c) **Mover ou não:** Se o ótimo local $\mathbf{x}''$ é melhor que a incumbente $\mathbf{x}$, mova para lá ($\mathbf{x} \leftarrow \mathbf{x}''$) e continue a busca em $\mathcal{N}_1$ ($k \leftarrow 1$); caso contrário faça $k \leftarrow k + 1$.

Fonte: Mladenović e Hansen (1997).

De acordo com o esquema apresentado na Figura 21, inicialmente a série de estruturas de vizinhança, as quais definem vizinhanças em torno do ponto $\mathbf{x} \in X$, em que X é o espaço de busca do problema, é selecionada. Depois encontra-se uma solução inicial $\mathbf{x}$, podendo ser aplicada uma busca local para melhorá-la. O ponto $\mathbf{x}'$ é selecionado aleatoriamente dentro da primeira estrutura de vizinhança $\mathcal{N}_1(\mathbf{x})$ e uma descida é realizada a partir de $\mathbf{x}'$ utilizando uma rotina de busca local. Isso leva a um novo ótimo local $\mathbf{x}''$. Nesse ponto, três resultados são possíveis: (i) $\mathbf{x}'' = \mathbf{x}$, isto é, $\mathbf{x}$ já era ótimo local da vizinhança, nesse caso o procedimento continua na estrutura de vizinhança seguinte $\mathcal{N}_k(\mathbf{x})$, $k \geq 2$; (ii) $\mathbf{x}'' \neq \mathbf{x}$ e $v(\mathbf{x}'') \geq v(\mathbf{x})$, ou seja, outro ótimo local foi encontrado, o qual não é melhor que a melhor solução anterior (ou incumbente); nesse caso o procedimento também vai para a próxima estrutura de vizinhança; (iii) $\mathbf{x}'' \neq \mathbf{x}$ e $v(\mathbf{x}'') < v(\mathbf{x})$, ou seja, outro ótimo local, melhor que a incumbente foi encontrado; nesse caso, a busca é retomada em $\mathbf{x}''$ e iniciada novamente com a primeira vizinhança. Se a última vizinhança for alcançada sem que uma solução melhor que a incumbente tenha sido alcançada, a busca é reiniciada na primeira estrutura de vizinhança $\mathcal{N}_1(\mathbf{x})$, até que o critério de

parada seja satisfeito. O critério de parada do algoritmo BVNS pode ser, por exemplo, um número máximo de iterações, ou um número máximo de iterações entre duas melhorias.

4.1.2 Algoritmo VND

A meta-heurística VND é baseada no fato de que um ótimo local para uma estrutura de vizinhança não é necessariamente um ótimo local para outra estrutura de vizinhança—o ótimo local $\mathbf{x}'$ na vizinhança $\mathcal{N}_1(\mathbf{x})$ não é necessariamente igual ao ótimo local $\mathbf{x}''$ na vizinhança $\mathcal{N}_2(\mathbf{x})$. O algoritmo VND apresentado por Hansen e Mladenović (2001) assume a estrutura mostrada na Figura 22.

Figura 22 – Algoritmo VND

Inicialização: Selecione o conjunto de estruturas de vizinhança $\mathcal{N}_l, l = 1, \dots, l_{max}$, que será utilizado na descida; encontre uma solução inicial $\mathbf{x}$;

Repita os passos seguintes até que nenhuma melhoria na solução seja obtida:

- (1) Faça $l \leftarrow 1$;
- (2) **Repita** os passos a seguir até $l = l_{max}$:
 - (a) **Exploração da vizinhança:** Encontre o melhor vizinho $\mathbf{x}'$ de $\mathbf{x}$ ($\mathbf{x}' \in \mathcal{N}_l(\mathbf{x})$);
 - (b) **Mover ou não:** Se a solução $\mathbf{x}'$ é melhor que a incumbente $\mathbf{x}$, faça $\mathbf{x} \leftarrow \mathbf{x}'$ e continue a busca em $\mathcal{N}_1$ ($l \leftarrow 1$); caso contrário faça $l \leftarrow l + 1$.

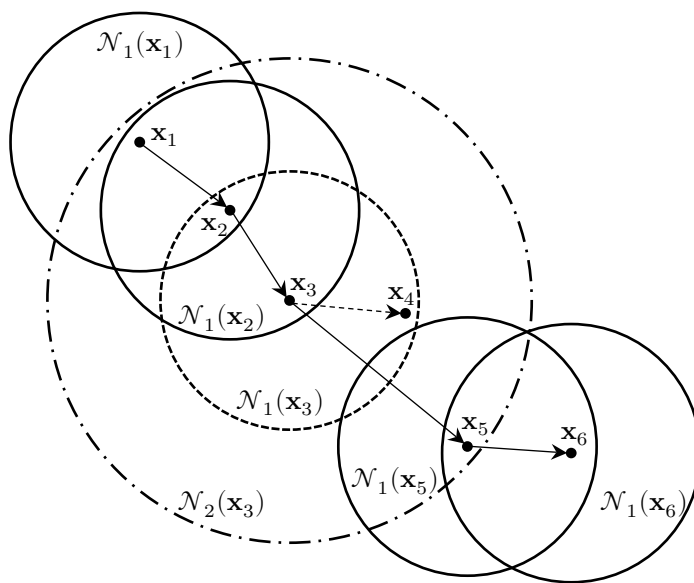
Fonte: Hansen e Mladenović (2001).

O algoritmo VND da Figura 22 pode ser visto como uma generalização do algoritmo de busca em vizinhança. Em cada passo, o algoritmo realiza buscas na vizinhança de um ponto, que também é a incumbente do processo. Se nenhuma melhoria é obtida em algum momento do processo, a vizinhança do ponto muda, de forma a considerar uma região maior do espaço de busca. A Figura 23 mostra o processo de busca do algoritmo VND.

Partindo de um ponto inicial $\mathbf{x}_1$, o algoritmo analisa toda a vizinhança nível 1 de $\mathbf{x}_1$, $\mathcal{N}_1(\mathbf{x}_1)$, encontrando uma solução de melhor qualidade, $\mathbf{x}_2$. A vizinhança nível 1 de $\mathbf{x}_2$ é então analisada, e obtém-se uma solução de melhor qualidade, $\mathbf{x}_3$. Ao analisar a vizinhança nível 1 de $\mathbf{x}_3$, $\mathcal{N}_1(\mathbf{x}_3)$, verifica-se que a melhor solução nessa vizinhança (e que é diferente de $\mathbf{x}_3$), $\mathbf{x}_4$, é de pior qualidade que $\mathbf{x}_3$. Entretanto, ao invés de parar a busca no ponto $\mathbf{x}_3$, como ocorreria em algoritmo de busca local, o algoritmo VND passa para outra vizinhança, $\mathcal{N}_2(\mathbf{x}_3)$, em que é

obtida a solução x_5 . Ao atualizar a incumbente com x_5 , a busca é reiniciada na primeira estrutura de vizinhança de x_5 , ou seja, $\mathcal{N}_1(x_5)$, obtendo-se uma nova solução incumbente x_6 . O processo continua até que seja encontrada uma solução que em nenhuma estrutura de vizinhança seja obtida uma melhoria.

Figura 23 – Processo de busca do algoritmo VND



Fonte: Hansen e Mladenović (2001).

Ao se implementar o algoritmo VND as seguintes perguntas devem ser feitas:

- i. Qual a complexidade de diferentes tipos de movimentos?
- ii. Qual a melhor ordem para aplicá-los?
- iii. Os movimentos considerados são suficientes para assegurar a exploração completa da região contendo x ?
- iv. Quão precisa é a solução desejada?

A pergunta (i) refere-se à seleção e classificação dos movimentos: se eles envolvem excessivas mudanças elementares, a heurística resultante pode ser muito lenta e geralmente levar mais tempo que um método exato para resolver um problema de pequeno ou médio porte.

A pergunta (ii) também tem influência no tempo computacional em relação à qualidade das soluções obtidas. Uma implementação comum consiste em realizar movimentos por ordem crescente de complexidade e voltar a realizar a busca considerando a primeira estrutura de vizinhança toda vez que uma direção de descida é encontrada e um passo é dado naquela direção. Alternativamente, todos os movimentos podem ser aplicados em sequência, contanto que a descida seja feita em alguma das vizinhanças na sequência (HANSEN; MLADENOVIC, 2001).

A pergunta (iii) é crucial: para alguns problemas, movimentos elementares não são suficientes para sair de uma região de vale, e heurísticas que utilizam somente estes movimentos elementares conseguem obter soluções de baixa qualidade (HANSEN; MLADENOVIC, 2001).

Por último, a precisão desejada, (pergunta (iv)) irá depender de se o algoritmo VND é utilizado sozinho ou em uma estrutura mais complexa, como um algoritmo GVNS. No primeiro caso, pode ser adequado realizar um esforço computacional grande para obter soluções de excelente qualidade. No segundo caso é preferível obter uma solução de boa qualidade rapidamente por um algoritmo VND determinístico e depois melhorá-la utilizando-se a busca estocástica com o algoritmo GVNS (HANSEN; MLADENOVIC, 2001).

4.1.3 Algoritmo RVNS

Assumindo-se que um mínimo local $\mathbf{x}_L$ de um problema com função objetivo v tenha sido obtido, deseja-se sair do vale em que esse se encontra para alcançar uma solução de melhor qualidade. Nas versões básicas da meta-heurística VNS assume-se que não há conhecimento prévio do espaço de busca. Então, as perguntas a serem feitas são as seguintes:

- i. Em qual direção proceder a busca?
- ii. Quão longe ir?
- iii. Como modificar os movimentos se eles não produzem bons resultados?

A pergunta (i) tem a ver com a possibilidade de se alcançar qualquer ponto factível $\mathbf{x} \in X$, ou todos os vales. A resposta mais simples para essa pergunta é: escolha uma direção aleatória. Para problemas com variáveis binárias, isso significa fazer o complemento de algumas variáveis. Para problemas euclidianos contínuos, considerar coeficientes angulares aleatórios (ou em outras palavras, escolher um ponto aleatório na bola unitária em torno de $\mathbf{x}_L$) faz com que todos os pontos de X sejam considerados na busca (HANSEN; MLADENOVIC, 2001).

A pergunta (ii) é crucial. De fato, é desejável explorar o fato de que um ótimo global é um mínimo local em relação à todas as possíveis estruturas de vizinhança até seus limites, ou seja, em muitos problemas combinatórios e de otimização global, ótimos locais tendem a estar próximos uns dos outros e situados em uma (ou algumas vezes em várias) pequenas partes de X . Então, uma vez que um ótimo local tenha sido alcançado, ele contém informação implícita sobre ótimos locais melhores e próximos, ou até mesmo de ótimos globais. É natural então, explorar primeiramente as vizinhanças desse ótimo local. Entretanto, se o vale que cerca esse

ótimo local $\mathbf{x}_L$ é grande, pode ser que isso não seja suficiente, e o que fazer em seguida é a resposta da questão (iii). Novamente, uma resposta natural é ir mais adiante.

Estes objetivos são almeçados no algoritmo RVNS, apresentado na Figura 24. Um conjunto de estruturas de vizinhança $\mathcal{N}_1(\mathbf{x}), \mathcal{N}_2(\mathbf{x}), \dots, \mathcal{N}_{k_{max}}(\mathbf{x})$ será considerado em torno do ponto corrente $\mathbf{x}$ (que pode ou não ser um ótimo local). Geralmente, estas vizinhanças estarão aninhadas, ou seja, cada uma delas contém a anterior. Então, um ponto é escolhido aleatoriamente na primeira estrutura de vizinhança. Se o valor desse ponto é melhor que o da incumbente (*i.e.*, $v(\mathbf{x}') < v(\mathbf{x})$), a busca é recentralizada no novo ponto ($\mathbf{x} \leftarrow \mathbf{x}'$). Caso contrário, deve-se prosseguir para o próximo nível de vizinhança. Após todas as vizinhanças terem sido consideradas, a busca é reiniciada na primeira estrutura de vizinhança, até que o critério de parada seja satisfeito (geralmente esse critério de parada é o tempo computacional máximo desde a última melhoria, ou um número máximo de iterações) (HANSEN; MLADENOVIC, 2001).

Devido a propriedade de aninhamento, o tamanho de estruturas de vizinhança sucessivas será crescente. Portanto, deve-se explorar mais minuciosamente as vizinhanças próximas de $\mathbf{x}$ do que as distantes, e explorar as distantes somente quando nenhuma melhoria adicional for observada nas primeiras, que são menores (HANSEN; MLADENOVIC, 2001).

Figura 24 – Algoritmo RVNS

Inicialização: Selecione o conjunto de estruturas de vizinhança $\mathcal{N}_k, k = 1, \dots, k_{max}$, que será utilizado na busca; encontre uma solução inicial $\mathbf{x}$; defina um critério de parada;

Repita os passos seguintes até que o critério de parada esteja satisfeito:

(1) Faça $k \leftarrow 1$;

(2) **Repita** os passos a seguir até $k = k_{max}$:

(a) **Agitação:** Gere aleatoriamente uma solução $\mathbf{x}'$ da k -ésima vizinhança de $\mathbf{x}$ ($\mathbf{x}' \in \mathcal{N}_k(\mathbf{x})$);

(b) **Mover ou não:** Se a solução $\mathbf{x}'$ é melhor que a incumbente $\mathbf{x}$, mova para lá ($\mathbf{x} \leftarrow \mathbf{x}'$) e continue a busca em $\mathcal{N}_1$ ($k \leftarrow 1$); caso contrário faça $k \leftarrow k + 1$.

Fonte: Hansen e Mladenović (2001).

O item seguinte apresenta a última versão de um algoritmo VNS que considera trocar a busca local do algoritmo BVNS por um algoritmo VND.

4.1.4 Algoritmo GVNS

Se ao invés de se utilizar uma simples busca local no passo 2 (b) do algoritmo BVNS,

apresentado na Figura 21, for utilizado um algoritmo VND e se a solução inicial do problema é obtida por um algoritmo RVNS, obtém-se o algoritmo GVNS (HANSEN; MLADENOVIC, 2001). A estrutura do algoritmo GVNS é mostrada na Figura 25.

Figura 25 – Algoritmo GVNS

Inicialização: Selecione um conjunto de estruturas de vizinhança $\mathcal{N}_k, k = 1, \dots, k_{max}$, que será utilizado na etapa de agitação; selecione um conjunto de estruturas de vizinhança $\mathcal{N}_l, l = 1, \dots, l_{max}$, que será utilizado na busca local; encontre uma solução inicial $\mathbf{x}$ e melhore-a utilizando o algoritmo **RVNS**; defina um critério de parada;

Repita os passos seguintes até que o critério de parada esteja satisfeito:

(1) Faça $k \leftarrow 1$;

(2) **Repita** os passos a seguir até $k = k_{max}$:

(a) **Agitação:** Gere aleatoriamente uma solução $\mathbf{x}'$ da k -ésima vizinhança de $\mathbf{x}$ ($\mathbf{x}' \in \mathcal{N}_k(\mathbf{x})$);

(b) **Busca com VND:** Aplique a busca **VND** com $\mathbf{x}'$ como solução inicial e com as estruturas $\mathcal{N}_l, l = 1, \dots, l_{max}$; denote por $\mathbf{x}''$ o ótimo local obtido por essa busca;

(c) **Mover ou não:** Se a solução $\mathbf{x}''$ é melhor que a incumbente $\mathbf{x}$, mova para lá ($\mathbf{x} \leftarrow \mathbf{x}''$) e continue a busca em $\mathcal{N}_1$ ($k \leftarrow 1$); caso contrário faça $k \leftarrow k + 1$.

Fonte: Hansen e Mladenović (2001).

Várias questões, sobre como selecionar as estruturas de vizinhança, são apresentadas a seguir (HANSEN; MLADENOVIC, 2001):

- i. Quais propriedades das vizinhanças são obrigatórias para que o esquema resultante seja capaz de encontrar soluções ótimas globais ou quase ótimas?
- ii. Quais propriedades das vizinhanças serão úteis para encontrar soluções quase ótimas?
- iii. As estruturas de vizinhança devem estar aninhadas? Caso contrário, como elas devem estar ordenadas?
- iv. Quais são as propriedades desejáveis dos tamanhos das vizinhanças?

As duas primeiras questões tratam da habilidade da meta-heurística GVNS de encontrar os melhores vales, e de fazer isso rapidamente. Para evitar ficar presa em um vale, quando podem existir vales mais profundos, a união das estruturas de vizinhança em torno de qualquer solução factível $\mathbf{x}$ deve conter todo o conjunto de soluções factíveis, como mostrado em (169).

$$X \subseteq \mathcal{N}_1(\mathbf{x}) \cup \mathcal{N}_2(\mathbf{x}) \cup \dots \cup \mathcal{N}_{k_{max}}(\mathbf{x}), \forall \mathbf{x} \in X \quad (169)$$

Estes conjuntos devem cobrir X sem necessariamente particioná-lo, o que é mais fácil de implementar, por exemplo, quando as vizinhanças são aninhadas, como mostrado em (170).

$$\mathcal{N}_1(\mathbf{x}) \subset \mathcal{N}_2(\mathbf{x}) \subset \dots \subset \mathcal{N}_{k_{max}}(\mathbf{x}), X \subset \mathcal{N}_{k_{max}}(\mathbf{x}), \forall \mathbf{x} \in X \quad (170)$$

Se estas propriedades não forem asseguradas, não se pode garantir que X possa ser completamente explorado.

Estruturas de vizinhança aninhadas são facilmente obtidas em muitos problemas combinatórios definindo-se a primeira vizinhança $\mathcal{N}_1(\mathbf{x})$ por um tipo de movimento, e em seguida, iterando-a k vezes para obter vizinhanças $\mathcal{N}_k(\mathbf{x})$ para $k = 1, \dots, k_{max}$. Definidas dessa maneira, estas estruturas de vizinhança têm a propriedade de ter seus tamanhos (cardinalidade) crescente. Dessa forma se, como geralmente é o caso, percorre-se várias vezes a sequência de estruturas de vizinhança, as primeiras serão mais completamente exploradas que as últimas. Isso é desejável tendo em vista o fato de que para muitos problemas, ótimos locais com relação à uma ou várias estruturas de vizinhança são relativamente próximos uns dos outros, ou seja, os ótimos locais tendem a estar próximos uns dos outros.

Limitar movimentos ao conjunto de soluções factíveis X pode ser muito restritivo, particularmente se o conjunto é não-conexo. Uma possível solução para contornar esse problema é penalizar as infactibilidades na função objetivo (HANSEN; MLADENOVIĆ, 2001).

4.2 ESTRATÉGIA PARA CONSTRUIR UMA SOLUÇÃO INICIAL

Nessa seção apresenta-se e discute-se uma estratégia geral para obter soluções aproximadas para problemas de programação inteira mista. Essa estratégia é então adaptada para o problema de PESD considerando restauração do fornecimento.

O algoritmo proposto parte de uma solução aleatória ou de uma solução em que nenhum componente foi instalado (no caso do PESD, a rede existente) e em cada etapa adiciona, retira ou troca um grupo de componentes (no caso do PESD, linhas, subestações ou geradores distribuídos) da solução corrente. A estratégia pode ser classificada como um algoritmo de busca em vizinhança que parte de uma proposta de solução infactível (para o problema original) e termina em um ótimo local geralmente factível. Os componentes a serem modificados na solução corrente são escolhidos resolvendo-se uma versão modificada do problema original.

4.2.1 Método geral

Considere o problema geral de programação inteira (binária) mista (171)–(175).

$$\min v(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (171)$$

Sujeito a:

$$g_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0 \quad \forall i \in \{1, \dots, m\} \quad (172)$$

$$h_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \quad \forall i \in \{1, \dots, p\} \quad (173)$$

$$\mathbf{x} \in X \quad (174)$$

$$\mathbf{y} \in \{0,1\}^{|I|} \quad (175)$$

Nesse problema, v é a função objetivo de valor real, apresentada em (171), $\mathbf{x}$ são as variáveis contínuas do problema, definidas em um subconjunto X do $\mathbb{R}^n$ em (174), $\mathbf{y}$ são as variáveis binárias do problema, representadas em (175), em que I é o conjunto das variáveis binárias do problema e $|I|$ é a cardinalidade de I , g_i e h_i são funções de valores reais, m é o número de restrições de desigualdade (172), p é o número de restrições de igualdade (173).

A primeira etapa da estratégia proposta consiste em modificar o modelo (171)–(175), como apresentado em (176)–(183).

$$\min v(\mathbf{x}, \mathbf{y}) + \sum_{i=1}^m \rho_i s_i + \sum_{i=1}^p \varsigma_i |r_i| \quad (176)$$

Sujeito a:

$$g_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) - s_i \leq 0 \quad \forall i \in \{1, \dots, m\} \quad (177)$$

$$h_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) - r_i = 0 \quad \forall i \in \{1, \dots, p\} \quad (178)$$

$$s_i \geq 0 \quad \forall i \in \{1, \dots, m\} \quad (179)$$

$$\mathbf{x} \in X \quad (180)$$

$$\mathbf{y} \in \{0,1\}^{|I|} \quad (181)$$

$$\sum_{i \in I^*} |y_i - y_i^*| \leq k \quad (182)$$

$$y_i = y_i^* \quad \forall i \in I^* \quad (183)$$

Nesse modelo, s_i é uma variável de folga não-negativa, definida em (179) e utilizada em (177), de tal forma que essa restrição possa sempre ser atendida e r_i é uma variável de folga irrestrita em sinal, que aparece em (178), de forma a sempre garantir que a igualdade seja válida. Os parâmetros ρ_i e ς_i são fatores de penalização, de forma a estimular que todos s_i e r_i sejam

zero. Com estas modificações, o modelo (176)–(183) sempre será factível, para qualquer $\mathbf{x} \in X$ e $\mathbf{y} \in \{0,1\}^{|I|}$.

As restrições (182) e (183) têm o objetivo de reduzir a região factível do problema original, de forma que o modelo modificado (176)–(183) possa ser resolvido rapidamente. Nessas restrições y_i representa cada variável binária i do problema, com $i \in I$. Os conjuntos $I^\vee$ e I^* , em que $I^\vee \cup I^* \subseteq I$, são, respectivamente, os conjuntos de variáveis binárias que não estão fixadas, e estão restritas por (182) e as variáveis binárias que estão fixadas no valor da solução corrente, y_i^* , em (183). Assim, (182) impõe que a solução do modelo (176)–(183) pode apresentar apenas k variáveis binárias com valores distintos no conjunto $I^\vee$, e (183) fixa as variáveis binárias do problema em I^* nos valores da solução corrente. Note ainda que como $I^\vee \cup I^* \subseteq I$, algumas variáveis binárias podem estar livres para assumir valor zero ou um, sem restrição nenhuma em relação à solução corrente.

A estratégia para resolver o problema de forma iterativa consiste, inicialmente, em definir os conjuntos $I^\vee$, I^* , e o parâmetro k , inicializar $y_i^* \leftarrow 0$, ou aleatoriamente, $\forall i \in I$. Após isso, os passos que devem ser repetidos iterativamente são: resolver o problema (176)–(183), verificar se houve melhoria na função objetivo, atualizar a solução corrente, $y_i^* \leftarrow y_i \forall i \in I$, e modificar $I^\vee$, I^* , e k convenientemente, de tal forma que o tempo computacional para resolver o problema não seja muito grande. Esses passos devem ser repetidos até que nenhuma melhoria adicional seja obtida na função objetivo.

A Figura 26 ilustra os passos do método proposto para se obter uma solução inicial para um problema de programação inteira mista geral.

Figura 26 – Estrutura geral da estratégia para obtenção da solução inicial

Inicialização: Defina os conjuntos $I^\vee$, das variáveis que serão restritas por (182), e I^* , das variáveis que serão fixadas no valor da solução corrente, de acordo com (183). Defina o valor de k . Faça $y_i^* \leftarrow 0 \forall i \in I$ ou gere uma solução inicial aleatória.

Repita os passos seguintes até que nenhuma melhoria adicional seja obtida na função objetivo (176):

- (a) **Resolva o modelo:** Resolva o modelo (176)–(183);
- (b) **Atualize a solução corrente:** Faça $y_i^* \leftarrow y_i \forall i \in I$;
- (c) **Atualize os conjuntos e parâmetros do modelo:** Redefina $I^\vee$, I^* , e k convenientemente.

Fonte: Elaboração do autor.

De modo geral, algumas restrições do modelo original podem permanecer inalteradas no modelo modificado, sem a necessidade de se utilizar variáveis de folga, desde que sempre seja garantido obter uma solução factível para o problema.

Finalmente, cabe observar que o método é aplicável também à problemas com variáveis inteiras, *i.e.*, com $\mathbf{x} \in \mathbb{Z}$, já que cada variável inteira pode ser representada por um conjunto de variáveis binárias.

4.2.2 Estratégia para gerar a solução inicial aplicada ao problema de PESD

Inicialmente, deve-se recordar do capítulo anterior que as variáveis binárias de investimento do problema de PESD considerando restauração do fornecimento são: $\zeta_{i,t}$ é a variável de investimento binária que indica a construção ou o reforço de uma subestação no nó i , no estágio t , $\omega_{ij,a,t}$ é a variável de investimento binária que indica a construção do ramo ij , com o condutor do tipo a , no estágio t e $\chi_{i,\varrho,t}$ é a variável de investimento binária que indica a instalação de um gerador distribuído do tipo ϱ , no nó i , no estágio t . Definidas estas variáveis, os valores de $z_{i,t}$, que indica a presença da subestação no nó i , no estágio t , de acordo com a variável de investimento $\zeta_{i,t}$, $w_{ij,a,t}$, que indica se o condutor do tipo a está instalado no ramo ij no estágio t , de acordo com a variável de investimento $\omega_{ij,a,t}$, e $q_{i,\varrho,t}$, que indica se o gerador distribuído do tipo ϱ está instalado no nó i no estágio t , de acordo com a variável de investimento $\chi_{i,\varrho,t}$, são conhecidos.

Adicionalmente, as variáveis binárias de operação são $\beta_{ij,t,\pi,\kappa}$, que indica que o fluxo no ramo ij é do nó j para o nó i , ou seja, o nó j está mais próximo da subestação, no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ , $\beta_{ji,t,\pi,\kappa}$, que indica que o fluxo no ramo ij é do nó i para o nó j , ou seja, o nó i está mais próximo da subestação, no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ , e $y_{i,t,\pi,\kappa}$, que indica se a demanda no nó i é atendida ($y_{i,t,\pi,\kappa} = 1$) ou não ($y_{i,t,\pi,\kappa} = 0$) no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ . Definidas estas variáveis, o valor de $x_{ij,t,\pi,\kappa}$, que indica o estado de operação do ramo ij , no estágio t , nível de demanda π , cenário de contingência κ , é conhecido. Por outro lado, quando $x_{ij,t,\pi,\kappa}$ é conhecido, $\beta_{ij,t,\pi,\kappa}$ e $\beta_{ji,t,\pi,\kappa}$ podem ser rapidamente calculados.

O modelo simplificado (167)–(168) para o problema de PESD considerando restauração do fornecimento é então modificado, como apresentado em (184)–(192), para sempre manter a factibilidade, independentemente dos valores escolhidos para as variáveis de investimento.

$$\min v + \varphi \sum_{t \in T} inv_t + \varpi \sum_{t \in T} saidi_t \quad (184)$$

Sujeito a:

$$(69), (72)-(74), (76), (79), (82), (89)-(91), (93)-(126), (149)-(166) \quad (185)$$

$$\frac{1}{(1 + \xi)^{T_t}} \left[\sum_{i \in SS} c_i^{SS} \zeta_{i,t} + \sum_{ij \in B} \sum_{a \in A} c_{\tau_{ij,a}}^{BR} l_{ij} \omega_{ij,a,t} + \sum_{i \in N} \sum_{\varrho \in \Upsilon} c_{\varrho}^{DG} \chi_{i,\varrho,t} \right] - inv_t \quad \forall t \in T \quad (186)$$

$$\leq \overline{INV}_t$$

$$SAIDI_t - saidi_t \leq \overline{SAIDI}_t \quad \forall t \in T \quad (187)$$

$$inv_t \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (188)$$

$$saidi_t \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (189)$$

$$\sum_{i \in SS} \sum_{t \in T} |\zeta_{i,t} - \zeta_{i,t}^*| + \sum_{ij \in B} \sum_{a \in A} \sum_{t \in T} |\omega_{ij,a,t} - \omega_{ij,a,t}^*| + \sum_{i \in N} \sum_{\varrho \in \Upsilon} \sum_{t \in T} |\chi_{i,\varrho,t} - \chi_{i,\varrho,t}^*| \leq k \quad (190)$$

$$y_{i,t,\pi,\kappa} = y_{i,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall i \in LN, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | y_{i,t,\pi,\kappa}^* = 1 \quad (191)$$

$$\beta_{ij,t,\pi,\kappa} = \beta_{ij,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall ij \in BB, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | x_{ij,t,\pi,\kappa}^* = 1 \quad (192)$$

Nesse modelo, os parâmetros novos são: $\zeta_{i,t}^*$, valor na solução corrente da variável de investimento em subestações $\zeta_{i,t}$, $\omega_{ij,a,t}^*$, valor na solução corrente da variável de investimento em linhas $\omega_{ij,a,t}$, $\chi_{i,\varrho,t}^*$, valor na solução corrente da variável de investimento em geração distribuída $\chi_{i,\varrho,t}$, $y_{i,t,\pi,\kappa}^*$, valor na solução corrente da variável de operação $y_{i,t,\pi,\kappa}$, φ e ϖ , que são fatores de penalização. O parâmetro k é número máximo de modificação de valores das variáveis binárias de investimento. Além disso, $x_{ij,t,\pi,\kappa}^*$ é valor na solução corrente da variável de operação $x_{ij,t,\pi,\kappa}$ e $\beta_{ij,t,\pi,\kappa}^*$ é o valor na solução corrente da variável auxiliar $\beta_{ij,t,\pi,\kappa}$. Todos os outros parâmetros já foram definidos anteriormente. As variáveis novas são inv_t , variável de folga para o limite de investimento na rede no estágio t e $saidi_t$, variável de folga para o limite do índice SAIDI no estágio t . Todas as outras variáveis já foram definidas anteriormente.

A função objetivo (184) inclui a função objetivo original do problema, (63), mais uma penalização por violação no limite de investimento. A restrição (185) representa as equações do modelo simplificado para PESD considerando restauração do fornecimento. A restrição (186) substitui (92), incluindo agora uma variável de folga para que o limite de investimento seja sempre atendido. A restrição (187) substitui (118), contando agora com uma variável de folga

para que o limite do índice SAIDI seja sempre atendido. A equação (188) representa a restrição de não-negatividade da variável de folga inv_t , para todo estágio t , enquanto que (189) é a restrição de não-negatividade da variável de folga $saidi_t$, para todo estágio t . A restrição (190) indica o limite de mudanças que podem ocorrer no valor das variáveis de investimento. Adota-se nesse caso, $k = 2$, de forma que possa ocorrer a instalação de até dois equipamentos, a remoção de até dois equipamentos, e a troca de um equipamento por outro equipamento. Finalmente, (191) e (192) impõem que um nó que está conectado na solução corrente não pode ser desconectado do sistema e um ramo em operação na solução corrente também não deve ser desconectado, respectivamente.

Cabe observar que o modelo (184)–(192) é factível desde que as restrições de radialidade do problema de PESD sejam atendidas. Em relação aos limites de operação, basta que $y_{i,t,\pi,\kappa} = 0$ para que o nó i seja desconectado do sistema e ligado à subestação fictícia no estágio t , nível de demanda π e cenário de contingência κ , para que todas as restrições de limites de operação possam ser atendidas.

Adicionalmente, como explicado no capítulo anterior, c_0^{NS} , o custo da energia não suprida no cenário de operação normal, é muito maior que o custo da energia não suprida em situação de contingência, $c_\kappa^{NS} \forall \kappa > 0$, de tal forma que todas as cargas sejam atendidas no cenário de operação normal.

A Figura 27 apresenta a estrutura do algoritmo que constrói uma solução inicial para o problema de PESD considerando restauração do fornecimento.

De acordo com o algoritmo da Figura 27, na etapa de inicialização as variáveis de investimento em subestações e geração distribuída são fixadas todas em zero na solução corrente (considera-se que não existem geradores distribuídos instalados na rede do ano base). As variáveis de investimento correspondentes ao investimento em linhas são fixadas de acordo com a rede existente. As variáveis binárias de operação são então obtidas resolvendo-se o problema para cada cenário de contingência, em cada nível de demanda e em cada estágio separadamente. Por último, faz-se $k \leftarrow 2$.

Os passos dentro do laço de repetição são repetidos até que não ocorra mais nenhuma melhoria na função objetivo do problema. O modelo (184)–(192) é então resolvido no passo (a), as variáveis de investimento são atualizadas no passo (b), e no passo (c) as variáveis de operação são atualizadas.

Figura 27 – Algoritmo de construção da solução inicial para o problema de PESD

Inicialização: Faça:

- $\zeta_{i,t}^* = 0, \forall i \in SS, t \in T;$
- $\omega_{ij,a,t}^* = 0, \forall ij \in B, a \in A, t \in T;$
- $\omega_{ij,a,1}^* = 1, \forall ij \in B, a \in A | a = \tau_{ij}, \tau_{ij} \geq 1;$
- $\chi_{i,\varrho,t}^* = 0, \forall i \in N, \varrho \in \Upsilon, t \in T.$
- Faça $k \leftarrow 0$ em (190). Resolva o problema resultante $\forall t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K$ independentemente, e em cada iteração, faça $\beta_{ij,t,\pi,\kappa}^* \leftarrow \beta_{ij,t,\pi,\kappa}$ e $y_{i,t,\pi,\kappa}^* \leftarrow y_{i,t,\pi,\kappa}.$
- Faça $k \leftarrow 2$ em (190).

Repita os passos seguintes até que nenhuma melhoria adicional seja obtida na função objetivo (184):

(a) Resolva o modelo: Resolva o modelo (184)–(192).

(b) Atualize a solução corrente: Faça:

- $\zeta_{i,t}^* \leftarrow \zeta_{i,t} \forall i \in SS, t \in T;$
- $\omega_{ij,a,t}^* \leftarrow \omega_{ij,a,t} \forall ij \in B, a \in A, t \in T;$
- $\chi_{i,\varrho,t}^* \leftarrow \chi_{i,\varrho,t} \forall i \in N, \varrho \in \Upsilon, t \in T.$

(c) Atualize os parâmetros da operação do sistema: Faça:

- $x_{ij,t,\pi,\kappa}^* \leftarrow x_{ij,t,\pi,\kappa} \forall ij \in B \cup F, \pi \in \Pi, \kappa \in K;$
- $\beta_{ij,t,\pi,\kappa}^* \leftarrow \beta_{ij,t,\pi,\kappa} \forall ij \in BB, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K;$
- $y_{i,t,\pi,\kappa}^* \leftarrow y_{i,t,\pi,\kappa} \forall i \in LN, \pi \in \Pi, \kappa \in K.$

Fonte: Elaboração do autor.

Como a estratégia permite a troca do valor de no máximo duas variáveis de investimento, então ela deve levar à obtenção de uma solução ótima local. Para contornar esse problema, a seção a seguir apresenta um algoritmo de busca em vizinhança variável que permite a obtenção de soluções de melhor qualidade.

4.3 ESTRUTURAS DE VIZINHANÇA ESPECIALIZADAS

Nesta seção são definidas as estruturas de vizinhança que serão utilizadas na etapa de melhoria local do algoritmo GVNS, que é realizada por um algoritmo VND, e pelo algoritmo RVNS, que melhora a solução inicial do problema.

As vizinhanças são definidas por meio de restrições extras a serem adicionadas ao modelo do problema de PESD considerando a operação ac do sistema (193)–(194) de acordo com a vizinhança da solução corrente que pretende-se analisar.

$$(184) \quad (193)$$

Sujeito a:

$$(64)–(91), (93)–(126), (186)–(189). \quad (194)$$

Cabe observar que as restrições aqui apresentadas reduzem a região factível do problema, que passa a ser resolvido de maneira mais rápida.

Considera-se uma solução inicial, correspondente às variáveis binárias de investimento do problema, obtida pelo método descrito na seção anterior, agora considerando o modelo acônico. As variáveis de operação são recalculadas como descrito anteriormente. Dessa forma, as restrições que correspondem às vizinhanças irão permitir apenas alguns tipos de modificações nas variáveis de investimento e operação por vez.

4.3.1 Vizinhança nível 1 – troca do estado de operação de até k ramos

A vizinhança nível 1 é definida como todas as soluções que podem ser obtidas a partir da solução corrente realizando-se a troca do estado de operação de k ramos. Todas as variáveis de investimento são fixadas em seus valores correntes, e as variáveis que podem mudar de valor nessa vizinhança são $x_{ij,t,\pi,\kappa}$, $y_{i,t,\pi,\kappa}$ e $\beta_{ij,t,\pi,\kappa}$.

As restrições que representam essa vizinhança são apresentadas em (195)–(198).

$$\sum_{ij \in BUF} |x_{ij,t,\pi,\kappa} - x_{ij,t,\pi,\kappa}^*| \leq k \quad \forall t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K \quad (195)$$

$$\zeta_{i,t} = \zeta_{i,t}^* \quad \forall i \in SS, t \in T \quad (196)$$

$$\omega_{ij,a,t} = \omega_{ij,a,t}^* \quad \forall ij \in B, a \in A, t \in T \quad (197)$$

$$\chi_{i,\varrho,t} = \chi_{i,\varrho,t}^* \quad \forall i \in N, \varrho \in \Upsilon, t \in T \quad (198)$$

A restrição (195) limita o número de modificações nos valores da variável que representa os estados dos ramos a no máximo k , em relação a solução corrente. As restrições (196), (197) e (198) fixam as variáveis de investimento em subestações, linhas e geração distribuída, respectivamente, em seus valores da solução corrente.

Note que como as variáveis de investimento estão fixadas, o problema se transforma num problema de reconfiguração para os cenários de operação normal e restauração do fornecimento para os cenários de contingência. Dessa forma, cada cenário de contingência κ , em cada nível de demanda π , em cada estágio t pode ser resolvido de forma independente.

4.3.2 Vizinhança nível 2 – retirada ou redução de capacidade de até k ramos

Define-se a vizinhança nível 2 como todas as soluções que podem ser obtidas a partir da solução corrente trocando-se k condutores para condutores de capacidade imediatamente inferiores em relação às capacidades dos condutores da solução corrente. Nessa vizinhança, algumas variáveis binárias de operação estão livres, e considera-se também que os nós que estão desconectados na solução corrente, indicados por $y_{i,t,\pi,\kappa}^* = 0$, devem permanecer desconectados, de forma que a região factível do problema seja reduzida.

As restrições que representam essa vizinhança são apresentadas em (199)–(206).

$$\sum_{ij \in B} \sum_{a \in A} \sum_{t \in T} |\omega_{ij,a,t} - \omega_{ij,a,t}^*| \leq k \quad (199)$$

$$\sum_{a \in A} a\omega_{ij,a,t} \leq \sum_{a \in A} a\omega_{ij,a,t}^* \quad \forall ij \in B, t \in T \quad (200)$$

$$\sum_{a \in A} |a\omega_{ij,a,t} - a\omega_{ij,a,t}^*| \leq 1 \quad \forall ij \in B, t \in T \quad (201)$$

$$\zeta_{i,t} = \zeta_{i,t}^* \quad \forall i \in SS, t \in T \quad (202)$$

$$\chi_{i,\varrho,t} = \chi_{i,\varrho,t}^* \quad \forall i \in N, \varrho \in \Upsilon, t \in T \quad (203)$$

$$x_{ij,t,\pi,\kappa} = x_{ij,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | x_{ij,t,\pi,\kappa}^* = 0 \quad (204)$$

$$\beta_{ij,t,\pi,\kappa} = \beta_{ij,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall ij \in BB, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | \beta_{ij,t,\pi,\kappa}^* = 0 \quad (205)$$

$$y_{i,t,\pi,\kappa} = y_{i,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall i \in LN, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | y_{i,t,\pi,\kappa}^* = 0 \quad (206)$$

A restrição (199) permite no máximo k trocas de condutores em relação a solução corrente. Considerando que os condutores estão ordenados em ordem de capacidade e custos crescentes no conjunto A , a restrição (200) indica que o condutor de um ramo em um estágio somente pode ter sua capacidade mantida ou reduzida em relação ao condutor da solução corrente.

A restrição (201) impõe que somente o tipo de condutor de capacidade imediatamente inferior ou superior em relação ao condutor do ramo ij no estágio t da solução corrente pode ser escolhido.

As restrições (202) e (203) fixam as variáveis de investimento em subestações e em geração distribuída nos valores da solução corrente.

A restrição (204) fixa os ramos abertos da rede real, de forma que nenhum nó adicional possa ser conectado ao sistema enquanto que (205) fixa as variáveis auxiliares da restrição de

radialidade que possuem valor zero na solução corrente na rede real. Por último, (206) impõe que os nós desconectados em cada cenário de contingência κ , em cada nível de demanda π , em cada estágio t na solução corrente devem permanecer desconectados em todas as soluções vizinhas.

4.3.3 Vizinhança nível 3 – adição ou aumento de capacidade de até k ramos

A vizinhança nível 3 é definida como todas as soluções que podem ser obtidas a partir da solução corrente trocando-se k condutores para condutores de capacidade imediatamente superiores em relação às capacidades dos condutores da solução corrente. Nessa vizinhança, algumas variáveis binárias de operação estão livres, e considera-se também que os nós que estão conectados na solução corrente, indicados por $y_{i,t,\pi,\kappa}^* = 1$, devem permanecer conectados, de forma que a região factível do problema seja reduzida.

As restrições que representam essa vizinhança são apresentadas em (207)–(213).

$$\sum_{ij \in B} \sum_{a \in A} \sum_{t \in T} |\omega_{ij,a,t} - \omega_{ij,a,t}^*| \leq k \quad (207)$$

$$\sum_{a \in A} a \omega_{ij,a,t} \geq \sum_{a \in A} a \omega_{ij,a,t}^* \quad \forall ij \in B, t \in T \quad (208)$$

$$\sum_{a \in A} |a \omega_{ij,a,t} - a \omega_{ij,a,t}^*| \leq 1 \quad \forall ij \in B, t \in T \quad (209)$$

$$\zeta_{i,t} = \zeta_{i,t}^* \quad \forall i \in SS, t \in T \quad (210)$$

$$\chi_{i,\varrho,t} = \chi_{i,\varrho,t}^* \quad \forall i \in N, \varrho \in \Upsilon, t \in T \quad (211)$$

$$\beta_{ij,t,\pi,\kappa} = \beta_{ij,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall ij \in BB, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | x_{ij,t,\pi,\kappa}^* = 1 \quad (212)$$

$$y_{i,t,\pi,\kappa} = y_{i,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall i \in LN, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | y_{i,t,\pi,\kappa}^* = 1 \quad (213)$$

A restrição (207) permite no máximo k trocas de condutores em relação a solução corrente. Considerando que os condutores estão ordenados em ordem de capacidade e custos crescentes no conjunto A , a restrição (208) indica que o condutor de um ramo em um estágio somente pode ter sua capacidade mantida ou aumentada em relação ao condutor da solução corrente. A restrição (209) impõe que somente o tipo de condutor de capacidade imediatamente inferior ou superior em relação ao condutor do ramo ij no estágio t da solução corrente pode ser escolhido. As restrições (210) e (211) fixam as variáveis de investimento em subestações e

em geração distribuída nos valores da solução corrente. A restrição (212) fixa os ramos fechados da rede real, de forma que nenhum nó possa ser desconectado do sistema. Por último, (213) impõe que os nós conectados em cada cenário de contingência κ , em cada nível de demanda π , em cada estágio t na solução corrente devem permanecer conectados em todas as soluções vizinhas.

4.3.4 Vizinhança nível 4 – retirada de até k subestações

A vizinhança nível 4 é definida como todas as soluções que podem ser obtidas a partir da solução corrente retirando-se o investimento em k subestações.

As restrições que representam essa vizinhança são apresentadas em (214)–(220).

$$\sum_{i \in SS} \sum_{t \in T} |\zeta_{i,t} - \zeta_{i,t}^*| \leq k \quad (214)$$

$$\zeta_{i,t} \leq \zeta_{i,t}^* \quad \forall i \in SS, t \in T \quad (215)$$

$$\omega_{ij,a,t} = \omega_{ij,a,t}^* \quad \forall ij \in B, a \in A, t \in T \quad (216)$$

$$\chi_{i,\varrho,t} = \chi_{i,\varrho,t}^* \quad \forall i \in N, \varrho \in \Upsilon, t \in T \quad (217)$$

$$x_{ij,t,\pi,\kappa} = x_{ij,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | x_{ij,t,\pi,\kappa}^* = 0 \quad (218)$$

$$\beta_{ij,t,\pi,\kappa} = \beta_{ij,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall ij \in BB, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | \beta_{ij,t,\pi,\kappa}^* = 0 \quad (219)$$

$$y_{i,t,\pi,\kappa} = y_{i,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall i \in LN, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | y_{i,t,\pi,\kappa}^* = 0 \quad (220)$$

A restrição (214) estabelece que apenas k variáveis que representam o investimento em subestações no nó i , no estágio t podem mudar de valor em relação a solução corrente. A restrição (215) impõe que subestações somente podem ser mantidas ou removidas pelo modelo.

As restrições (216) e (217) impõem que as variáveis correspondentes ao investimento em linhas e em geração distribuída, respectivamente, devem permanecer nos valores da solução corrente. A restrição (218) fixa os ramos abertos da rede real, de forma que nenhum nó adicional possa ser conectado ao sistema, enquanto que (219) fixa as variáveis auxiliares da restrição de radialidade que possuem valor zero na solução corrente na rede real.

Por último, (220) impõe que os nós desconectados em cada cenário de contingência κ , em cada nível de demanda π , em cada estágio t na solução corrente devem permanecer desconectados em todas as soluções vizinhas.

Como o custo de uma subestação é muito maior que o custo de investimento em linhas, o modelo mantém as linhas que conectam uma subestação removida aos nós de carga. O algoritmo GVNS deve, em uma etapa posterior remover essas linhas, aplicando, por exemplo, a vizinhança nível 2.

4.3.5 Vizinhança nível 5 – adição de até k subestações

A vizinhança nível 5 é definida como todas as soluções que podem ser obtidas a partir da solução corrente investindo-se na construção ou na repotenciação de k subestações.

As restrições que representam essa vizinhança são apresentadas em (221)–(227).

$$\sum_{i \in SS} \sum_{t \in T} |\zeta_{i,t} - \zeta_{i,t}^*| \leq k \quad (221)$$

$$\zeta_{i,t} \geq \zeta_{i,t}^* \quad \forall i \in SS, t \in T \quad (222)$$

$$\sum_{a \in A} a\omega_{ij,a,t} \geq \sum_{a \in A} a\omega_{ij,a,t}^* \quad \forall ij \in B, t \in T \quad (223)$$

$$\sum_{a \in A} |a\omega_{ij,a,t} - a\omega_{ij,a,t}^*| \leq 1 \quad \forall ij \in B, t \in T \quad (224)$$

$$\chi_{i,\varrho,t} = \chi_{i,\varrho,t}^* \quad \forall i \in N, \varrho \in \Upsilon, t \in T \quad (225)$$

$$\beta_{ij,t,\pi,\kappa} = \beta_{ij,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall ij \in BB, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | x_{ij,t,\pi,\kappa}^* = 1 \quad (226)$$

$$y_{i,t,\pi,\kappa} = y_{i,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall i \in LN, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | y_{i,t,\pi,\kappa}^* = 1 \quad (227)$$

A restrição (221) estabelece que apenas k variáveis que representam o investimento em subestações no nó i , no estágio t podem mudar de valor em relação a solução corrente. A restrição (222) impõe que subestações somente podem ser mantidas, adicionadas ou repotenciadas pelo modelo. Considerando que os condutores estão ordenados em ordem de capacidade e custos crescentes no conjunto A , a restrição (223) indica que o condutor de um ramo em um estágio somente pode ter sua capacidade aumentada em relação ao condutor da solução corrente. A restrição (224) impõe que somente o tipo de condutor de capacidade imediatamente inferior ou superior em relação ao condutor do ramo ij no estágio t da solução corrente pode ser escolhido. A restrição (225) impõe que a variável correspondente ao investimento em geração distribuída deve permanecer no valor da solução corrente. A restrição (226) fixa os ramos fechados da rede real, de forma que nenhum nó possa ser desconectado do sistema. Por último, (227) impõe que

os nós conectados em cada cenário de contingência κ , em cada nível de demanda π , em cada estágio t na solução corrente devem permanecer conectados em todas as soluções vizinhas.

4.3.6 Vizinhança nível 6 – retirada ou redução da capacidade de até k GDs

A vizinhança nível 6 é definida como todas as soluções que são obtidas a partir da solução corrente realizando-se a troca de um gerador distribuído por outro de capacidade imediatamente inferior.

As restrições que representam essa vizinhança são apresentadas em (228)–(235).

$$\sum_{i \in N} \sum_{\varrho \in \Upsilon} \sum_{t \in T} |\chi_{i,\varrho,t} - \chi_{i,\varrho,t}^*| \leq k \quad (228)$$

$$\sum_{\varrho \in \Upsilon} \varrho \chi_{i,\varrho,t} \leq \sum_{\varrho \in \Upsilon} \varrho \chi_{i,\varrho,t}^* \quad \forall i \in N, t \in T \quad (229)$$

$$\sum_{\varrho \in \Upsilon} |\varrho \chi_{i,\varrho,t} - \varrho \chi_{i,\varrho,t}^*| \leq 1 \quad \forall i \in N, t \in T \quad (230)$$

$$\zeta_{i,t} = \zeta_{i,t}^* \quad \forall i \in SS, t \in T \quad (231)$$

$$\omega_{ij,a,t} = \omega_{ij,a,t}^* \quad \forall ij \in B, a \in A, t \in T \quad (232)$$

$$x_{ij,t,\pi,\kappa} = x_{ij,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall ij \in B, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | x_{ij,t,\pi,\kappa}^* = 0 \quad (233)$$

$$\beta_{ij,t,\pi,\kappa} = \beta_{ij,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall ij \in BB, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | \beta_{ij,t,\pi,\kappa}^* = 0 \quad (234)$$

$$y_{i,t,\pi,\kappa} = y_{i,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall i \in LN, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | y_{i,t,\pi,\kappa}^* = 0 \quad (235)$$

A restrição (228) impõe que no máximo k trocas de tipos de geradores distribuídos ocorram no sistema em relação à solução corrente. A restrição (229) estabelece que um gerador distribuído somente pode ser mantido ou trocado por outro de menor capacidade em relação à solução corrente, levando-se em conta que os geradores distribuídos estão ordenados em ordem crescente de capacidade e custo no conjunto Υ . A restrição (230) impõe que um gerador distribuído somente pode ser trocado por outro de capacidade imediatamente inferior ou superior ao da solução corrente. As restrições (231) e (232) fixam as variáveis de investimento em subestações e em condutores, respectivamente, nos valores da solução corrente. A restrição (233) fixa os ramos abertos da rede real, de forma que nenhum nó adicional possa ser conectado ao sistema, enquanto que (234) fixa as variáveis auxiliares da restrição de radialidade que possuem valor zero na solução corrente na rede real. Por fim, (235) impõe que os nós desconectados em

cada cenário de contingência κ , em cada nível de demanda π , em cada estágio t na solução corrente devem permanecer desconectados em todas as soluções vizinhas.

4.3.7 Vizinhaça nível 7 – adição ou aumento da capacidade de até k GDs

A vizinhaça nível 7 é definida como todas as soluções que são obtidas a partir da solução corrente realizando-se a troca de um gerador distribuído por outro de capacidade imediatamente superior.

As restrições que representam essa vizinhaça são apresentadas em (236)–(242).

$$\sum_{i \in N} \sum_{\varrho \in \Upsilon} \sum_{t \in T} |\chi_{i,\varrho,t} - \chi_{i,\varrho,t}^*| \leq k \quad (236)$$

$$\sum_{\varrho \in \Upsilon} \varrho \chi_{i,\varrho,t} \geq \sum_{\varrho \in \Upsilon} \varrho \chi_{i,\varrho,t}^* \quad \forall i \in N, t \in T \quad (237)$$

$$\sum_{\varrho \in \Upsilon} |\varrho \chi_{i,\varrho,t} - \varrho \chi_{i,\varrho,t}^*| \leq 1 \quad \forall i \in N, t \in T \quad (238)$$

$$\zeta_{i,t} \leq \zeta_{i,t}^* \quad \forall i \in SS, t \in T \quad (239)$$

$$\omega_{ij,a,t} = \omega_{ij,a,t}^* \quad \forall ij \in B, a \in A, t \in T \quad (240)$$

$$\beta_{ij,t,\pi,\kappa} = \beta_{ij,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall ij \in BB, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | x_{ij,t,\pi,\kappa}^* = 1 \quad (241)$$

$$y_{i,t,\pi,\kappa} = y_{i,t,\pi,\kappa}^* \quad \forall i \in LN, t \in T, \pi \in \Pi, \kappa \in K | y_{i,t,\pi,\kappa}^* = 1 \quad (242)$$

A restrição (236) impõe que no máximo k trocas de tipos de geradores distribuídos ocorram no sistema em relação à solução corrente. A restrição (237) estabelece que um gerador distribuído somente pode ser mantido ou trocado por outro de maior capacidade em relação à solução corrente, levando-se em conta que os geradores distribuídos estão ordenados em ordem crescente de capacidade e custo no conjunto Υ . A restrição (238) impõe que um gerador distribuído somente pode ser trocado por outro de capacidade imediatamente inferior ou superior ao da solução corrente. A restrição (239) estabelece que as subestações instaladas podem ser removidas pelo modelo. A restrição (240) fixa a variável de investimento em condutores no valor da solução corrente. A restrição (241) fixa os ramos fechados da rede real, de forma que nenhum nó possa ser desconectado do sistema. Por fim, (242) impõe que os nós conectados em cada cenário de contingência κ , em cada nível de demanda π , em cada estágio t na solução corrente devem permanecer conectados em todas as soluções vizinhas.

4.4 ESTRUTURA DO ALGORITMO GVNS ESPECIALIZADO

A Figura 28 descreve os passos do algoritmo GVNS proposto para resolver o problema de PESD considerando restauração do fornecimento. A solução corrente do problema é definida como $\mathbf{x} = \{\zeta_{i,t}^*, \omega_{ij,a,t}^*, \chi_{i,\varrho,t}^*, x_{ij,t,\pi,\kappa}^*, y_{i,t,\pi,\kappa}^*, \beta_{ij,t,\pi,\kappa}^*\}$, formada pelas variáveis binárias do problema.

O principal elemento que deve ser definido para algoritmos do tipo VNS são as estruturas de vizinhança. Dessa forma, utilizando as estruturas das subseções 4.3.1–4.3.7, a estrutura do algoritmo GVNS especializado para o problema de PESD considerando restauração do fornecimento é similar à estrutura genérica de um algoritmo GVNS mostrada na Figura 25.

Figura 28 – Algoritmo GVNS para o problema de PESD

Inicialização: Selecione o conjunto de estruturas de vizinhança $\mathcal{N}_m, m = 1, \dots, 7$, definido nas subseções 4.3.1–4.3.7, que será utilizado na etapa de agitação; selecione um conjunto de estruturas de vizinhança $\mathcal{N}_n, n = 1, \dots, 7$, também definido nas subseções 4.3.1–4.3.7, que será utilizado na busca local; encontre uma solução inicial $\mathbf{x}$ utilizando a estratégia apresentada na Figura 27 e melhore-a utilizando o algoritmo **RVNS** apresentado na Figura 24, usando o conjunto de estruturas de vizinhança definido nas subseções 4.3.1–4.3.7; defina o critério de parada como um número máximo de iterações;

Repita os passos seguintes até que o critério de parada esteja satisfeito:

- (1) Faça $m \leftarrow 1$;
- (2) **Repita** os passos a seguir até $m = 7$:
 - (a) **Agitação:** Gere aleatoriamente uma solução $\mathbf{x}'$ da m -ésima vizinhança de $\mathbf{x}$ ($\mathbf{x}' \in \mathcal{N}_m(\mathbf{x})$);
 - (b) **Busca com VND:** Aplique a busca **VND** com $\mathbf{x}'$ como solução inicial e com as estruturas $\mathcal{N}_n, n = 1, \dots, 7$; denote por $\mathbf{x}''$ o ótimo local obtido por essa busca;
 - (c) **Mover ou não:** Se a solução $\mathbf{x}''$ é melhor que a incumbente $\mathbf{x}$, mova para lá ($\mathbf{x} \leftarrow \mathbf{x}''$) e continue a busca em $\mathcal{N}_1$ ($m \leftarrow 1$); caso contrário faça $m \leftarrow m + 1$.

Fonte: Elaboração do autor.

Como pode ser observado na Figura 28, as mesmas estruturas de vizinhança foram utilizadas no algoritmo RVNS que melhora a solução inicial, nas vizinhanças da fase de agitação do algoritmo GVNS e na etapa de busca local com o algoritmo VNS. Entretanto, para todas as estruturas de vizinhança, definidas nas subseções 4.3.1–4.3.7, utilizou-se $k \leq 3$ (no máximo três variáveis de investimento do problema podem mudar de valor em uma solução vizinha da solução corrente dependendo do estágio do algoritmo) para o algoritmo VND, com o objetivo de enfatizar a intensificação, e $k = 5$ para o algoritmo RVNS e para a fase de agitação do algoritmo GVNS, com o objetivo de obter-se diversificação. Esses valores, entretanto, podem ser ajustados dinamicamente e de acordo com o tamanho do problema que se deseja resolver.

Em relação ao critério de parada, adota-se o número máximo de iterações do algoritmo GVNS, de acordo com o tamanho do problema que está sendo resolvido.

4.5 TESTES E RESULTADOS

O algoritmo VNS apresentado para o problema de PESD considerando restauração do fornecimento foi implementado em linguagem de modelagem matemática AMPL, sendo que os subproblemas de otimização foram resolvidos com o *solver* CPLEX versão 12.8 em um computador com processador Intel® Core™ i7-8700 de 3.20 GHz e 16 GB de RAM. Os sistema de 24 nós (apresentado no capítulo anterior) e 54 nós, adaptados de Gönen e Ramirez-Rosado (1986) e Miranda, Ranito e Proença (1994), respectivamente, foram utilizado para avaliação do método. Os resultados obtidos para o sistema de 24 nós são então comparados com os resultados obtidos no capítulo anterior.

4.5.1 Sistema de 24 nós

Nesta subseção considera-se o teste realizado com o sistema de 24 nós utilizado o algoritmo GVNS apresentado neste capítulo para o problema de PESD considerando restauração do fornecimento.

A Figura 29 apresenta a solução relacionada com os investimentos no sistema e a topologia em operação normal em cada um dos três estágios de planejamento.

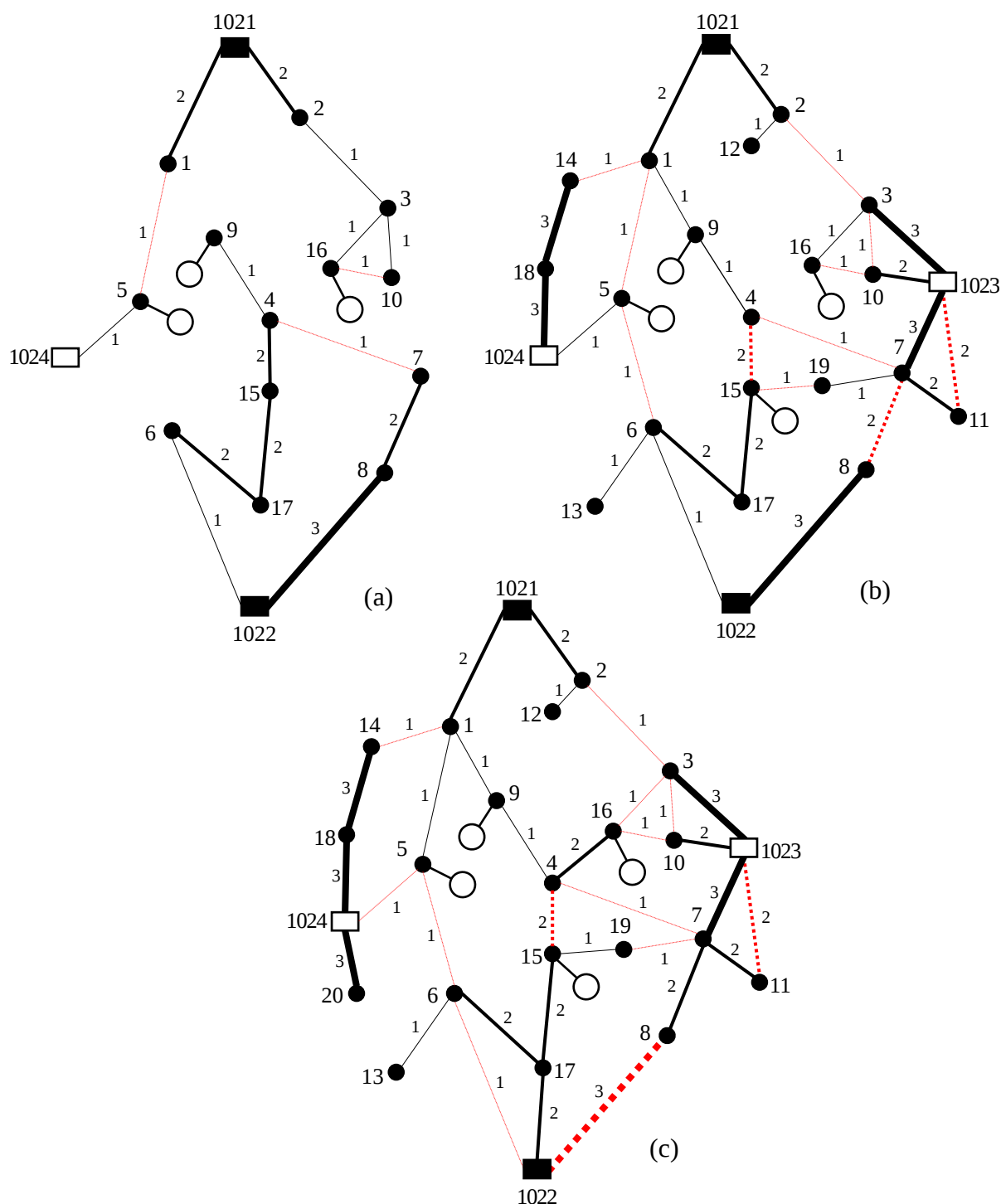
Com relação às subestações, no primeiro estágio (Figura 29 (a)) a subestação do nó 1024 é construída e as subestações dos nós 1021 e 1022 são repotenciadas. No segundo estágio (Figura 29 (b)) a subestação do nó 1023 é construída.

Em relação à geração distribuída, no primeiro estágio são instalados três geradores distribuídos nos nós 5, 9 e 16 e no segundo estágio é instalado um gerador distribuído no sistema, no nó 15.

Os ramos representados por linhas tracejadas em vermelho devem permanecer abertos na operação normal do sistema, e devem entrar em operação de acordo com a contingência que ocorre no sistema.

Nota-se que os investimentos no sistema se diferem dos obtidos pelo modelo matemático de programação cônica de segunda ordem inteira mista. Entretanto, como será visto, os valores das funções objetivo para os dois casos são próximos.

Figura 29 – Sistema de 24 nós no (a) primeiro, (b) segundo e (c) terceiro estágios



Fonte: Elaboração do autor.

A Tabela 16 apresenta os custos de investimento e de operação, relacionado com as perdas de energia no sistema, para a solução obtida pelo algoritmo GVNS. Nota-se que o custo de investimento dessa solução em relação à solução apresentada no capítulo anterior, obtida

considerando-se planejamento de uma rede radial e utilizando o modelo cônico, é 53,76% maior, como esperado.

Em relação a solução obtida no capítulo anterior, no teste que considera restauração do fornecimento, o custo de investimento é 3,34% maior. Em relação ao valor total de custo de investimento e operação, relacionado com as perdas de energia no sistema, a diferença é de 1,59%.

Tabela 16 – Custos de investimento e operação para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o algoritmo GVNS

Componente da função objetivo	Valor (USD)
Subestações	803.895,76
Geração distribuída	370.636,00
Linhas	795.160,25
Investimento total	1.969.692,01
Operação	1.739.433,35
Total	3.709.125,36

Fonte: Elaboração do autor.

A Tabela 17 apresenta os índices de confiabilidade obtidos considerando o sistema planejado para restauração do fornecimento em situações de contingência.

Tabela 17 – Índices de confiabilidade para o sistema de 24 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o algoritmo GVNS

Índice	Estágio		
	1	2	3
SAIDI (h/ano)	0,6488	0,2677	0,2857
EENS anual (kWh/ano)	9.232,92	6.199,70	11.112,84

Fonte: Elaboração do autor.

Em relação à solução obtida pelo modelo cônico considerando restauração do fornecimento apresentada no capítulo anterior, as diferenças nos índices SAIDI foram de 16,89%, 0,00% e 0,32%, para os estágios 1, 2 e 3, respectivamente, para a solução obtida pelo algoritmo GVNS. Para os valores da EENS as diferenças foram de 18,40%, 0,00% e 0,06%, para os estágios 1, 2 e 3, respectivamente.

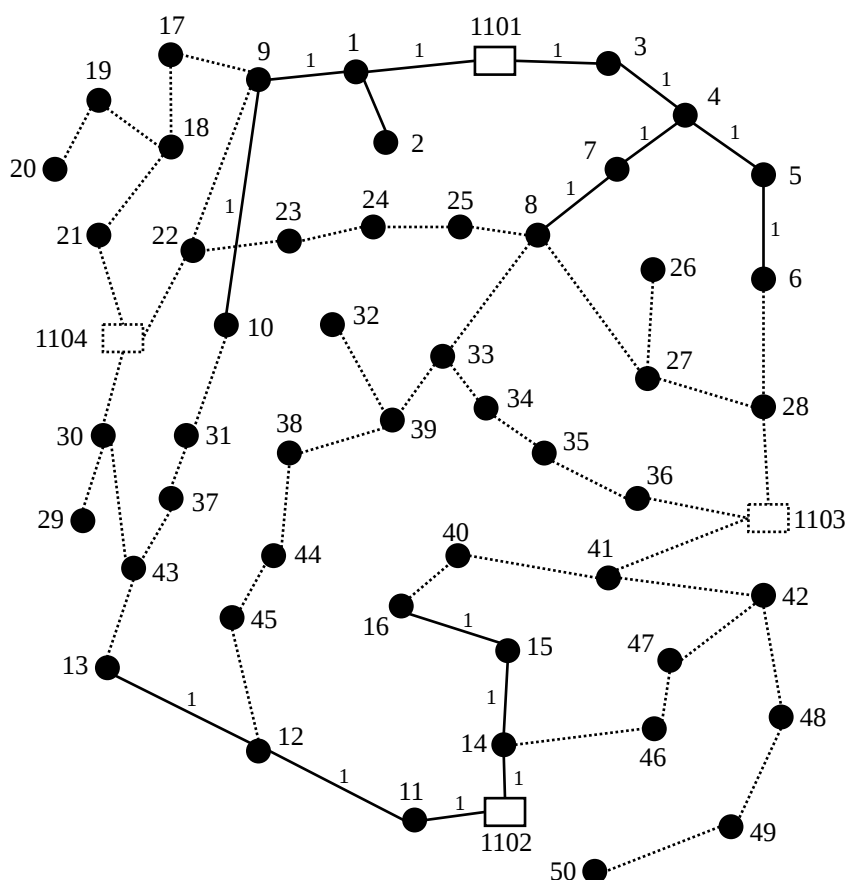
Verifica-se dessa forma que o algoritmo GVNS proposto foi capaz de encontrar uma solução relativamente próxima da solução obtida pelo modelo exato para o problema de PESD considerando restauração do fornecimento.

O tempo computacional para o algoritmo GVNS resolver o problema foi de 60,99 h.

4.5.2 Sistema de 54 nós

Os dados do sistema de 54 nós foram adaptados de Miranda, Ranito e Proença (1994) e Pereira Junior (2014). O sistema, ilustrado na Figura 30, possui 50 nós de carga, quatro nós de subestação, sendo que duas são existentes e podem ser repotenciadas e duas são candidatas a serem construídas, e 61 ramos, sendo 16 com linhas existentes. A tensão nominal é 13,8 kV, e os limites mínimo e máximo para as magnitudes das tensões nos nós são $\underline{V} = 0.95$ p.u. e $\overline{V} = 1.05$ p.u., respectivamente.

Figura 30 – Sistema de 54 nós



Fonte: Adaptado de Miranda, Ranito e Proença (1994) e Pereira Junior (2014).

A Tabela 18 mostra as especificações técnicas dos condutores, enquanto que a Tabela 19 mostra os custos de se instalar ou substituir cada tipo de condutor. A Tabela 20 mostra as capacidades das subestações existentes e candidatas a serem reforçadas, assim como os custos correspondentes de construção e reforço.

No Anexo B, a Tabela 25 apresenta os dados de nós e a Tabela 26 apresenta os dados de ramos do sistema de 54 nós.

Tabela 18 – Especificações técnicas dos condutores do sistema de 54 nós

Tipo a	R_a (Ω/km)	X_a (Ω/km)	$\bar{I}_a$ (A)
1	0,2359	0,2402	250
2	0,0966	0,1201	600

Fonte: Adaptado de Pereira Junior (2014).

Tabela 19 – Custos de construção de linhas e recondutoramento do sistema de 54 nós

		Para o tipo a (10^3 USD/km)	
		1	2
Do tipo τ_{ij}	0	30,00	85,00
	1	0,00	66,00

Fonte: Pereira Junior (2014).

Tabela 20 – Dados de subestações do sistema de 54 nós

Nó	Capacidade instalada (MVA)	Nova capacidade (MVA)	Custo de construção (10^3 USD)	Custo de reforço (10^3 USD)
1101	16,70	33,40	–	1.400,00
1102	16,70	30,00	–	1.200,00
1103	–	22,20	3.000,00	–
1104	–	22,20	3.000,00	–

Fonte: Pereira Junior (2014).

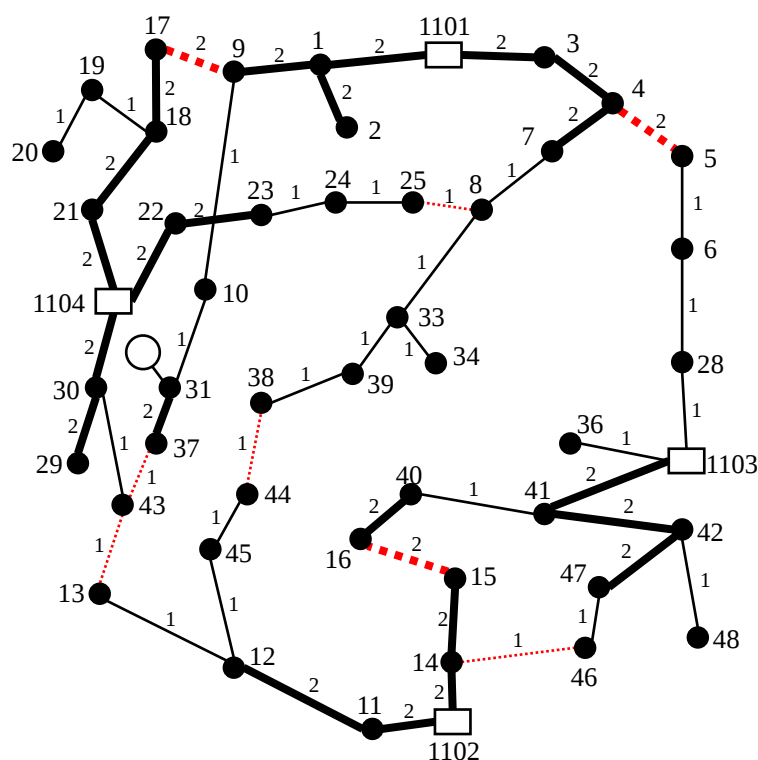
Em relação à geração distribuída, considera-se a alocação de apenas um tipo de gerador, com capacidade de 10 MVA, custo de 100×10^3 USD, $\underline{p}_{i,t}^{DG} = 0,95$ e $\overline{p}_{i,t}^{DG} = 0,85$. Os nós candidatos no sistema à instalação de geração distribuída são: 27, 31, 38 e 48. São considerados três estágios de planejamento de cinco anos cada, e uma taxa de juros anual de $\xi = 10,00\%$. A taxa de falha considerada para a geração distribuída foi de 0,8 falhas/ano e para as subestações 0,7 falhas/ano. Para os ramos, considera-se $\lambda_{ij}^{BR} = 0,1l_{ij}$ falhas/km/ano (MUÑOZ-

DELGADO; CONTRERAS; ARROYO, 2018b) e cenários de contingência apenas para os ramos conectados diretamente às subestações. Em relação às contingências em subestações, considera-se a saída de um transformador de 1 MVA por subestação em cada cenário. O custo das perdas é de 0,15 USD/kWh.

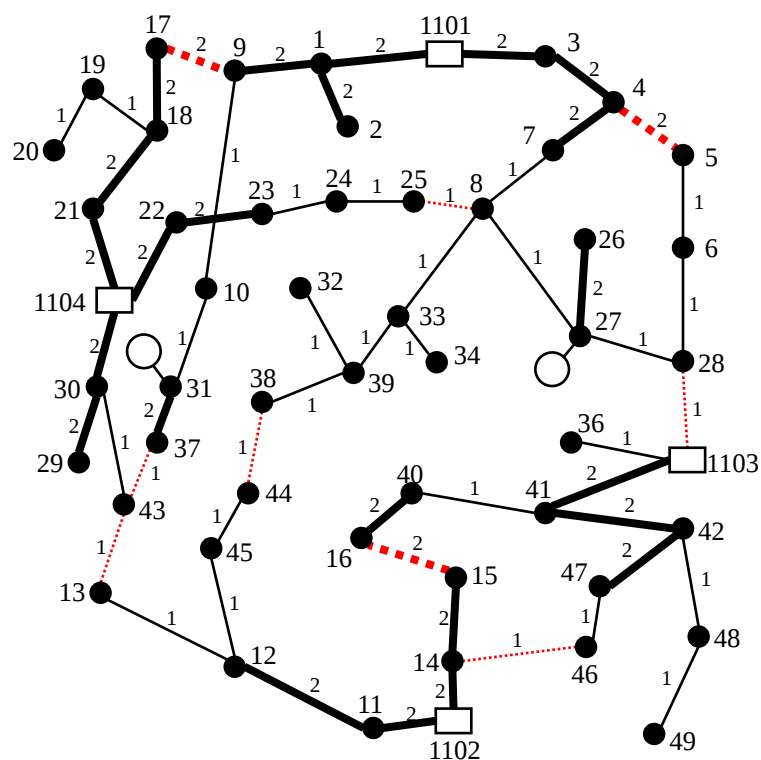
Os resultados de investimento no sistema de 54 nós são mostrados na Figura 31 para o primeiro estágio, Figura 32 para o segundo estágio e Figura 33 para o terceiro estágio do horizonte de planejamento. Em relação ao investimento em subestações, no primeiro estágio foram construídas as subestações dos nós 1103 e 1104. As subestações dos nós 1101 e 1102 não são repotenciadas. Já em relação à geração distribuída, foram instalados dois geradores distribuídos no sistema no primeiro estágio, nos nós 31 e 48, enquanto que no segundo estágio foi instalado apenas um gerador distribuído no nó 27. Por fim, no terceiro estágio, foi instalado um gerador distribuído no nó 38.

Os investimentos em linhas podem ser verificados diretamente em cada uma das figuras, sendo que os ramos com linhas em vermelho tracejado estão desconectados do sistema em situação de operação normal, e devem entrar em operação de acordo com cada cenário de contingência.

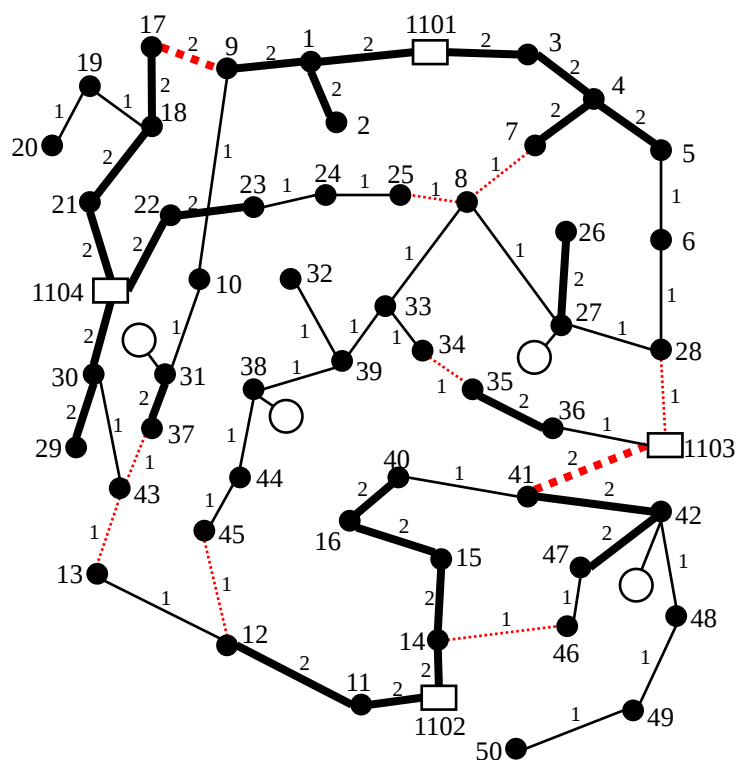
Figura 31 – Sistema de 54 nós no primeiro estágio



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 32 – Sistema de 54 nós no segundo estágio

Fonte: Elaboração do autor.

Figura 33 – Sistema de 54 nós no terceiro estágio

Fonte: Elaboração do autor.

A Tabela 21 apresenta os custos de investimento em subestações, geração distribuída e em linhas para o sistema de 54 nós. Além disso são apresentados o custo de operação relacionado com as perdas de energia elétrica.

Tabela 21 – Custos de investimento e operação para o sistema de 54 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o algoritmo GVNS

Componente da função objetivo	Valor (USD)
Subestações	6.000.000,00
Geração distribuída	300.646,46
Linhas	1.756.421,81
Investimento total	8.057.068,27
Operação	701.642,76
Total	8.758.711,03

Fonte: Elaboração do autor.

A Tabela 22 apresenta os índices de confiabilidade obtidos considerando o sistema planejado para restauração do fornecimento em situações de contingência.

Tabela 22 – Índices de confiabilidade para o sistema de 54 nós considerando expansão para restauração do fornecimento usando o algoritmo GVNS

Índice	Estágio		
	1	2	3
SAIDI (h/ano)	0,1575	0,1481	0,1430
EENS anual (kWh/ano)	4.155,86	5.462,14	6.673,00

Fonte: Elaboração do autor.

O tempo computacional para o algoritmo GVNS resolver o problema foi de 149,88 h. Cabe ressaltar que nem mesmo o modelo matemático simplificado é capaz de encontrar uma solução para esse problema em um tempo razoável, devido a maior complexidade da rede.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

NESTE capítulo inicialmente são apresentadas as conclusões gerais do trabalho levando-se em conta os resultados obtidos nos testes. Em seguida são apresentados alguns tópicos que podem ser desenvolvidos como trabalhos futuros, decorrentes diretamente do conteúdo apresentado nesta tese.

5.1 CONCLUSÕES

Neste trabalho abordou-se o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica considerando a restauração do fornecimento. Na formulação do problema considerou-se a expansão de novas subestações, o reforço de subestações existentes, a construção de novos alimentadores em novos caminhos, a troca de condutores existentes e a alocação de geradores distribuídos, além de expansão multiestágio e restauração do fornecimento para melhoria dos índices de confiabilidade. Em relação aos cenários de contingência para restauração, foram considerados cenários com uma falta por vez em linhas, geradores distribuídos e em subestações. A função objetivo do problema incluía os custos de investimento, custos de operação relacionados com as perdas de energia elétrica e os custos de confiabilidade, relacionados com o valor da energia não suprida esperada no sistema.

Duas abordagens distintas foram adotadas para resolver o problema, a primeira baseada em modelagem matemática, para ser resolvida por métodos exatos, e a segunda baseada em uma meta-heurística de busca em vizinhança variável. Em relação à primeira abordagem, três modelos matemáticos distintos são apresentados: o primeiro modelo é de programação cônica de segunda ordem inteira mista e considera a operação ac da rede; o segundo modelo é de programação linear inteira mista, sendo que as restrições cônica e quadráticas do primeiro modelo são linearizadas; e por último, o terceiro modelo, também de programação linear inteira mista, considera a operação simplificada da rede, considerando fluxos de potência aparente. Já a segunda abordagem, um algoritmo do tipo *General Variable Neighborhood Search* (GVNS), foi implementado adaptando-se a primeira formulação matemática para ser resolvida considerando vizinhanças para tornar eficiente a busca por uma solução de boa qualidade.

Os modelos matemáticos e a meta-heurística foram implementados na linguagem de modelagem matemática AMPL, sendo que os modelos foram diretamente resolvidos com o *solver* comercial CPLEX, que também foi utilizado para resolver os subproblemas de otimização da meta-heurística.

Com relação a meta-heurística, a estratégia proposta de se analisar as vizinhanças resolvendo-se versões mais restritas do modelo matemático original do problema é inovadora e apresenta um grande potencial de aplicação em problemas de otimização de diversas áreas além do planejamento de sistemas de energia elétrica.

Testes foram realizados utilizando-se os sistemas de 24 e 54 nós, apresentados na literatura. Os resultados indicam que a inclusão da restauração no problema de planejamento de sistemas de distribuição leva à obtenção de soluções que podem operar de forma mais eficiente, inclusive em situações de contingência, com melhores índices de confiabilidade para a rede. Adicionalmente, a inclusão de geração distribuída levou a reduções nos custos de investimento, já que os geradores distribuídos alocados na rede de forma otimizada levam a benefícios, como a redução das perdas e a melhoria do perfil de tensão no sistema, por meio da injeção de potência reativa. Finalmente, para o sistema de 24 nós é possível verificar que a meta-heurística proposta obteve soluções de boa qualidade, com custos próximos aos dos resultados fornecidos pelos modelos matemáticos, o que é um indicador de seu bom desempenho.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos seguindo a linha desta tese de doutorado incluem:

- i. Considerar a alocação de dispositivos de controle de tensão, como bancos de capacitores e reguladores de tensão, no problema de PESD, com o objetivo de aumentar a capacidade de restauração do sistema ou reduzir custos de investimento;
- ii. Considerar o planejamento da rede para a operação em topologia fracamente malhada;
- iii. Incluir na formulação do problema dispositivos que estarão presentes em sistemas de distribuição modernos, como geração distribuída não despachável, a partir de fontes renováveis e dispositivos de armazenamento de energia;
- iv. Considerar outras estratégias de restauração de carga dentro do problema de PESD, como a operação da rede com topologia fracamente malhada;
- v. Utilizar a proposta de algoritmo VNS apresentada para resolver outros problemas na área de sistemas elétricos de potência, como o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

ADAMS, R. N.; LAUGHTON, M. A. Optimal planning of power networks using mixed-integer programming. Part 1: static and time-phased network synthesis. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, Stevenage, v. 121, n. 2, p. 139–147, fev. 1974.

ALGUACIL, N.; MOTTO, A. L.; CONEJO, A. J. Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 18, n. 3, p. 1070–1077, ago. 2003.

ASAKURA, T.; GENJI, T.; YURA, T.; HAYASHI, N.; FUKUYAMA, Y. Long-term distribution network expansion planning by network reconfiguration and generation of construction plans. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 18, n. 3, p. 1196–1204, ago. 2003.

AULT, G. W.; FOOTE, C. E. T.; MCDONALD, J. R. Distribution system planning in focus. **IEEE Power Engineering Review**, Piscataway, v. 22, n. 1, p. 60–62, jan. 2002.

BAGHERI, A.; MONSEF, H.; LESANI, H. Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Londres, v. 73, p. 56–70, dez. 2015.

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

BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, abr. 1989. b.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of power systems**. 2. ed. New York:

Springer, 1996.

BILLINTON, R.; BILLINTON, J. E. Distribution system reliability indices. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 4, n. 1, p. 561–568, jan. 1989.

BROWN, R. E.; HANSON, A. P. Impact of two-stage service restoration on distribution reliability. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 16, n. 4, p. 624–629, nov. 2001.

CARRANO, E. G.; GUIMARÃES, F. G.; TAKAHASHI, R. H. C.; NETO, O. M.; CAMPELO, F. Electric distribution network expansion under load-evolution uncertainty using an immune system inspired algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 22, n. 2, p. 851–861, maio 2007.

CARRANO, E. G.; SOARES, L. A. E.; TAKAHASHI, R. H. C.; SALDANHA, R. R.; NETO, O. M. Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 21, n. 2, p. 995–1005, abr. 2006.

CARREÑO, E. M.; ROCHA, R. M.; PADILHA-FELTRIN, A. A cellular automaton approach to spatial electric load forecasting. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 26, n. 2, p. 532–540, maio 2011.

CARVALHO, P. M. S.; FERREIRA, L. A. F. M.; LOBO, F. G.; BARRUNCHO, L. M. F. Distribution network expansion planning under uncertainty: a hedging algorithm in an evolutionary approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 15, n. 1, p. 412–416, jan. 2000.

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

CHEN, B.; CHEN, C.; WANG, J.; BUTLER-PURRY, K. L. Sequential service restoration for unbalanced distribution systems and microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 33, n. 2, p. 1507–1520, mar. 2018.

CHEN, C.; WANG, J.; TON, D. Modernizing distribution system restoration to achieve grid resiliency against extreme weather events: an integrated solution. **Proceedings of the IEEE**, Piscataway, v. 105, n. 7, p. 1267–1288, jul. 2017.

CHEN, R.-L.; ALLEN, K.; BILLINTON, R. Value-based distribution reliability assessment and planning. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 10, n. 1, p. 421–429, jan. 1995.

CHEN, T.-H.; HUANG, W.-T.; GU, J.-C.; PU, G.-C.; HSU, Y.-F.; GUO, T.-Y. Feasibility study of upgrading primary feeders from radial and open-loop to normally closed-loop arrangement. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 19, n. 3, p. 1308–1316, ago. 2004.

COSSI, A. M.; DA SILVA, L. G. W.; ROMERO, R.; MANTOVANI, J. R. S. Primary power distribution systems planning taking into account reliability, operation and expansion costs. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 6, n. 3, p. 274–284, mar. 2012.

CRAWFORD, D. M.; HOLT, S. B. A mathematical optimization technique for locating and sizing distribution substations, and deriving their optimal service areas. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-94, n. 2, p. 230–235, mar. 1975.

DE ASSIS, L. S.; GONZÁLEZ, J. F. V.; USBERTI, F. L.; LYRA, C.; CAVELLUCCI, C.; VON ZUBEN, F. J. Switch allocation problems in power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 30, n. 1, p. 246–253, jan. 2015.

DE SOUZA, J.; RIDER, M. J.; MANTOVANI, J. R. S. Planning of distribution systems using mixed-integer linear programming models considering network reliability. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Heidelberg, v. 26, n. 2, p. 170–179, abr. 2015.

DÍAZ-DORADO, E.; CIDRÁS, J.; MÍGUEZ, E. Application of evolutionary algorithms for the planning of urban distribution networks of medium voltage. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 17, n. 3, p. 879–884, ago. 2002.

DOMINGUEZ, A. H.; MACEDO, L. H.; ESCOBAR, A. H.; ROMERO, R. Multistage security-constrained HVAC/HVDC transmission expansion planning with a reduced search space. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 32, n. 6, p. 4805–4817, nov. 2017.

FARIVAR, M.; LOW, S. H. Branch flow model: relaxations and convexification—part I. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, n. 3, p. 2554–2564, ago. 2013.

FAWZI, T. H.; ALI, K. F.; EL-SOBKI, S. M. Routing optimization of primary rural distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-101, n. 5, p. 1129–1133, maio 1982.

FOURER, R.; GAY, D. M.; KERNIGHAN, B. W. **AMPL: a modeling language for mathematical programming**. 2. ed. Duxbury: Thomson, 2003.

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**, Piscataway, v. 28, n. 1, p. 10–20, fev. 2013.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. A mixed-integer quadratically-constrained programming model for the distribution system expansion planning. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Londres, v. 62, p. 265–272, nov. 2014.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Robust multi-stage substation expansion planning considering stochastic demand. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 31, n. 3, p. 2125–2134, maio 2016.

GANGULY, S.; SAHOO, N. C.; DAS, D. Recent advances on power distribution system planning: a state-of-the-art survey. **Energy Systems**, Heidelberg, v. 4, n. 2, p. 165–193, jun. 2013.

GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. A review of power distribution planning in the modern power systems era: models, methods and future research. **Electric Power Systems Research**, Amsterdã, v. 121, p. 89–100, abr. 2015.

GLAMOCANIN, V.; FILIPOVIC, V. Open loop distribution system design. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 8, n. 4, p. 1900–1906, out. 1993.

GLOVER, F.; KOCHENBERGER, G. A. **Handbook of metaheuristics**. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 2003.

GOEL, L.; BILLINTON, R. Evaluation of interrupted energy assessment rates in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 6, n. 4, p. 1876–1882, out. 1991. a.

GOEL, L.; BILLINTON, R. A procedure for evaluating interrupted energy assessment rates in an overall electric power system. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 6, n. 4, p. 1396–1403, nov. 1991. b.

GÓMEZ, J. F.; KHODR, H. M.; DE OLIVEIRA, P. M.; OCQUE, L.; YUSTA, J. M.; VILLASANA, R.; URDANETA, A. J. Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 19, n. 2, p. 996–1004, maio 2004.

GONÇALVES, R. R.; ALVES, R. P.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Operation planning of electrical distribution systems using a mixed integer linear model. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Heidelberg, v. 24, n. 5, p. 668–679, out. 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**, Stevenage, v. 9, n. 3, p. 256–266, fev. 2015.

GÖNEN, T. **Electric power distribution system engineering**. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2008.

GÖNEN, T.; RAMIREZ-ROSADO, I. J. Review of distribution system planning models: a model for optimal multistage planning. **IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)**, Stevenage, v. 133, n. 7, p. 397–408, nov. 1986.

GÖNEN, T.; RAMIREZ-ROSADO, I. J. Optimal multi-stage planning of power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. PWRD-2, n. 2, p. 512–519, abr. 1987.

GOSWAMI, S. K. Distribution system planning using branch exchange technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 12, n. 2, p. 718–723, maio 1997.

HAFFNER, S.; PEREIRA, L. F. A.; PEREIRA, L. A.; BARRETO, L. S. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation—part I: problem formulation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 23, n. 2, p. 915–923, abr. 2008. a.

HAFFNER, S.; PEREIRA, L. F. A.; PEREIRA, L. A.; BARRETO, L. S. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation—part II: numerical results. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 23, n. 2, p. 924–929, abr. 2008. b.

HANSEN, P.; MLADENOVIĆ, N. Variable neighborhood search: principles and applications. **European Journal of Operational Research**, Amsterdã, v. 130, n. 3, p. 449–467, maio 2001.

HASSELFIELD, C. W.; WILSON, P.; PENNER, L.; LAU, M.; GOLE, A. M. An automated method for least cost distribution planning. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 5, n. 2, p. 1188–1194, abr. 1990.

IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. **IEEE guide for electric power distribution reliability indices**. [S.l.: s.n.], 2012. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6329910/>. Acesso em: 23 jun. 2018.

INTERNATIONAL BUSINESS MACHINES - IBM. **CPLEX optimization studio v12.8**. [S.l.: s.n.], 2018. Disponível em: <http://www-01.ibm.com/support/docview.wss?uid=swg27050618>. Acesso em: 23 jun. 2018.

JABR, R. A. Polyhedral formulations and loop elimination constraints for distribution network expansion planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, n. 2, p. 1888–1897, maio 2013.

JABR, R. A.; SINGH, R.; PAL, B. C. Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 27, n. 2, p. 1106–1115, maio 2012.

JONNAVITHULA, S.; BILLINTON, R. Minimum cost analysis of feeder routing in distribution system planning. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 11, n. 4, p. 1935–1940, out. 1996.

KAPLAN, M.; BRAUNSTEIN, A. Contribution to the determination of the optimum site for substations. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-100, n. 5, p. 2263–2270, maio 1981.

KHATOR, S. K.; LEUNG, L. C. Power distribution planning: a review of models and issues. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 12, n. 3, p. 1151–1159, ago. 1997.

KJØLLE, G.; ROLFSENG, L.; DAHL, E. The economic aspect of reliability in distribution system planning. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 5, n. 2, p. 1153–1157, abr. 1990.

KNIGHT, U. G. W. The logical design of electrical networks using linear programming methods. **Proceedings of the IEE - Part A: Power Engineering**, Stevenage, v. 107, n. 33, p. 306–314, jun. 1960.

KUWABARA, H.; NARA, K. Multi-year and multi-state distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 12, n. 1, p. 457–463, jan. 1997.

LAVORATO, M.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 27, n. 1, p. 172–180, fev. 2012.

LAVORATO, M.; RIDER, M. J.; GARCIA, A. V.; ROMERO, R. A constructive heuristic algorithm for distribution system planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 25, n. 3, p. 1734–1742, ago. 2010.

LEUNG, L. C.; KHATOR, S. K.; SCHNEPP, J. C. Planning substation capacity under the

single-contingency scenario. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 10, n. 3, p. 1442–1447, ago. 1995.

LI, Q.; AYYANAR, R.; VITTAL, V. Convex optimization for DES planning and operation in radial distribution systems with high penetration of photovoltaic resources. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 7, n. 3, p. 985–995, jul. 2016.

LI, W. Incorporating aging failures in power system reliability evaluation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 17, n. 3, p. 918–923, ago. 2002.

LÓPEZ, J. C.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Optimisation-based switch allocation to improve energy losses and service restoration in radial electrical distribution systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 10, n. 11, p. 2792–2801, ago. 2016.

LOTERO, R. C.; CONTRERAS, J. Distribution system planning with reliability. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 26, n. 4, p. 2552–2562, out. 2011.

MACEDO, L. H.; FRANCO, J. F.; MAHDAVI, M.; ROMERO, R. A Contribution to the optimization of the reconfiguration problem in radial distribution systems. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Heidelberg, v. 29, n. 6, p. 756–768, dez. 2018.

MACEDO, L. H.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Optimal operation of distribution networks considering energy storage devices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 6, n. 6, p. 2825–2836, nov. 2015.

MACEDO, L. H.; MONTES, C. V.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. MILP branch flow model for concurrent AC multistage transmission expansion and reactive power planning with security constraints. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 10, n. 12, p. 3023–3032, set. 2016.

MANDAL, S.; PAHWA, A. Optimal selection of conductors for distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 17, n. 1, p. 192–197, fev. 2002.

MAZHARI, S. M.; MONSEF, H.; ROMERO, R. A multi-objective distribution system expansion planning incorporating customer choices on reliability. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 31, n. 2, p. 1330–1340, mar. 2016.

MELO, J. D.; CARREÑO, E. M.; PADILHA-FELTRIN, A. Multi-agent simulation of urban social dynamics for spatial load forecasting. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 27, n. 4, p. 1870–1878, nov. 2012.

MIKIĆ, O. M. Mathematical dynamic model for long-term distribution system planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. PWRS-1, n. 1, p. 34–40, fev. 1986.

MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENÇA, L. M. Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 9, n. 4, p. 1927–1933, nov. 1994.

MLADENOVIC, N.; HANSEN, P. Variable neighborhood search. **Computers & Operations Research**, Kidlington, v. 24, n. 11, p. 1097–1100, nov. 1997.

MUÑOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. M. Joint expansion planning of

distributed generation and distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 30, n. 5, p. 2579–2590, set. 2015.

MUÑOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. M. Multistage generation and network expansion planning in distribution systems considering uncertainty and reliability. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 31, n. 5, p. 3715–3728, set. 2016.

MUÑOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. M. Distribution network expansion planning with an explicit formulation for reliability assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 33, n. 3, p. 2583–2596, maio 2018. a.

MUÑOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. M. Reliability assessment for distribution optimization models: a non-simulation-based linear programming approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 9, n. 4, p. 3048–3059, jul. 2018. b.

NADERI, E.; SEIFI, H.; SEPASIAN, M. S. A dynamic approach for distribution system planning considering distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 27, n. 3, p. 1313–1322, jul. 2012.

NARA, K.; KUWABARA, H.; KITAGAWA, M.; OHTAKA, K. Algorithm for expansion planning in distribution systems taking faults into consideration. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 9, n. 1, p. 324–330, fev. 1994.

NARA, K.; SATOH, T.; AOKI, K.; KITAGAWA, M. Multi-year expansion planning for distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 6, n. 3, p. 952–958, ago. 1991.

NARA, K.; SATOH, T.; KUWABARA, H.; AOKI, K.; KITAGAWA, M.; ISHIHARA, T. Distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 7, n. 1, p. 208–214, fev. 1992.

PEREIRA JUNIOR, B. R. **Planejamento de médio e longo prazo de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos (GDs) considerando custos de confiabilidade, operação e expansão**. Ilha Solteira: Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” – UNESP, 2014.

PEREIRA JUNIOR, B. R.; COSSI, A. M.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 8, n. 1, p. 35–45, jan. 2014.

PEREIRA, K.; PEREIRA, B. R.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. A multiobjective optimization technique to develop protection systems of distribution networks with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 33, n. 6, p. 7064–7075, nov. 2018.

PONNAVAIKKO, M.; RAO, K. S. P. An approach to optimal distribution system planning through conductor gradation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-101, n. 6, p. 1735–1742, jun. 1982.

PONNAVAIKKO, N.; RAO, K. S. P.; VENKATA, S. S. Distribution system planning through a quadratic mixed integer programming approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. PWRD-2, n. 4, p. 1157–1163, out. 1987.

RAMÍREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 13, n. 2, p. 696–703, maio 1998.

RAMÍREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 16, n. 1, p. 111–118, fev. 2001.

RAMÍREZ-ROSADO, I. J.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. A. Possibilistic model based on fuzzy sets for the multiobjective optimal planning of electric power distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 19, n. 4, p. 1801–1810, nov. 2004.

RAMÍREZ-ROSADO, I. J.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. A. New multiobjective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 21, n. 1, p. 224–233, fev. 2006.

RAMÍREZ-ROSADO, I. J.; GÖNEN, T. Pseudodynamic planning for expansion of power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 6, n. 1, p. 245–254, fev. 1991.

RITTER, D.; FRANCO, J. F.; ROMERO, R. Analysis of the radial operation of distribution systems considering operation with minimal losses. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Londres, v. 67, p. 453–461, maio 2015.

ROMERO, R.; FRANCO, J. F.; LEÃO, F. B.; RIDER, M. J.; DE SOUZA, E. S. A new mathematical model for the restoration problem in balanced radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 31, n. 2, p. 1259–1268, mar. 2016.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. F.; JORDAN, B. D. **Corporate finance**. 12. ed. New York: McGraw-Hill Education, 2019.

SAHOO, N. C.; GANGULY, S.; DAS, D. Multi-objective planning of electrical distribution systems incorporating sectionalizing switches and tie-lines using particle swarm optimization. **Swarm and Evolutionary Computation**, Amsterdã, v. 3, p. 15–32, abr. 2012.

SAMPER, M. E.; VARGAS, A. Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation—part I: model formulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, n. 3, p. 2331–2340, ago. 2013. a.

SAMPER, M. E.; VARGAS, A. Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation—part II: implementation and results. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, n. 3, p. 2341–2351, ago. 2013. b.

SINGH, S.; GHOSE, T.; GOSWAMI, S. K. Optimal feeder routing based on the bacterial foraging technique. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 27, n. 1, p. 70–78, jan. 2012.

SOHN, J.-M.; NAM, S.-R.; PARK, J.-K. Value-based radial distribution system reliability optimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 21, n. 2, p. 941–947, maio 2006.

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**, Piscataway, v. PAS-101, n. 3, p. 602–609, mar. 1982.

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**, Piscataway, v. 31, n. 3, p. 1900–1914, maio 2016.

TANG, Y. Power distribution system planning with reliability modeling and optimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 11, n. 1, p. 181–189, fev. 1996.

THOMPSON, G. L.; WALL, D. L. A branch and bound model for choosing optimal substation locations. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-100, n. 5, p. 2683–2688, maio 1981.

THURNER, L.; SCHEIDLER, A.; PROBST, A.; BRAUN, M. Heuristic optimisation for network restoration and expansion in compliance with the single-contingency policy. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 11, n. 17, p. 4264–4273, nov. 2017.

TRAM, H. N.; WALL, D. L. Optimal conductor selection in planning radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 3, n. 1, p. 200–206, fev. 1988.

WALL, D. L.; THOMPSON, G. L.; NORTHCOTE-GREEN, J. E. D. An optimization model for planning radial distribution networks. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-98, n. 3, p. 1061–1068, maio 1979.

WANG, Z.; LIU, H.; YU, D. C.; WANG, X.; SONG, H. A practical approach to the conductor size selection in planning radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 15, n. 1, p. 350–354, jan. 2000.

WILLIAMS, H. P. **Model building in mathematical programming**. 5. ed. West Sussex: John Wiley & Sons, 2013.

YOUSSEF, H. K.; HACKAM, R.; ABU-EL-MAGD, M. A. Novel optimization model for long range distribution planning. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-104, n. 11, p. 3195–3202, nov. 1985.

ZIARI, I.; LEDWICH, G.; GHOSH, A.; PLATT, G. Integrated distribution systems planning to improve reliability under load growth. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 27, n. 2, p. 757–765, abr. 2012.

APÊNDICE A

OS artigos publicados durante o doutorado e com temas relacionados direta ou indiretamente à esta tese são apresentados nas seções seguintes. Primeiro são apresentados os artigos publicados e os que estão em fase de revisão em revistas internacionais. Em seguida são listados os artigos apresentados em congressos nacionais e internacionais. Finalmente são apresentados outros resultados importantes obtidos durante o doutorado.

A.1 ARTIGOS EM REVISTAS INTERNACIONAIS

1. MAHDAVI, M.; AJALLI, M.; **MACEDO, L. H.**; ROMERO, R. Power systems expansion planning considering transmission and generation reliability, line loading, maintenance, and repair. **IEEE Systems Journal**, Piscataway, em revisão.
2. FREITAS, P. F. S.; **MACEDO, L. H.**; ROMERO, R. Strategy for transmission network expansion planning considering multiple generation scenarios. **Electric Power Systems Research**, Amsterdã, v. 172, p. 22–31, jul. 2019. DOI: 10.1016/j.epsr.2019.02.018.
3. HOME-ORTIZ, J. M.; VARGAS, R.; **MACEDO, L. H.**; ROMERO, R. Joint reconfiguration of feeders and allocation of capacitor banks in radial distribution systems considering voltage-dependent models. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Londres, v. 107, p. 298–310, maio 2019. DOI: 10.1016/j.ijepes.2018.11.035.

4. **MACEDO, L. H.**; FRANCO, J. F.; MAHDAVI, M.; ROMERO, R. A contribution to the optimization of the reconfiguration problem in radial distribution systems. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Heidelberg, v. 29, n. 6, p. 756–768, dez. 2018. DOI: 10.1007/s40313-018-0415-6.
5. MARTINS, L. F. B.; FORTES, E. V.; ARAUJO, P. B.; **MACEDO, L. H.** Design of the PI–UPFC–POD and PSS controllers using the artificial colony bee algorithm. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Heidelberg, v. 28, n. 6, p. 762–773, dez. 2017. DOI: 10.1007/s40313-017-0341-z.
6. FORTES, E. V.; **MACEDO, L. H.**; ARAUJO, P. B.; ROMERO, R. A VNS algorithm for the design of supplementary damping controllers for small-signal stability analysis. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Londres, v. 94, p. 41–56, jan. 2018. DOI: 10.1016/j.ijepes.2017.06.017.
7. DOMINGUEZ, A. H.; **MACEDO, L. H.**; ESCOBAR, A. H.; ROMERO, R. Multi-stage security-constrained HVAC/HVDC transmission expansion planning with a reduced search space. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 32, n. 6, p. 4805–4817, nov. 2017. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2669323.
8. FORTES, E. V.; ARAUJO, P. B.; **MACEDO, L. H.** Coordinated tuning of the parameters of PI, PSS and POD controllers using a specialized Chu-Beasley’s genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, Amsterdã, v. 140, p. 708–721, nov. 2016. DOI: 10.1016/j.epsr.2016.04.019.
9. **MACEDO, L. H.**; MONTES, C. V.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. MILP branch flow model for concurrent AC multistage transmission expansion and reactive power planning with security constraints. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 10, n. 12, p. 3023–3032, set. 2016. DOI: 10.1049/iet-gtd.2016.0081.
10. **MACEDO, L. H.**; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Optimal operation of distribution networks considering energy storage devices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 6, n. 6, p. 2825–2836, nov. 2015. DOI: 10.1109/TSG.2015.2419134.

A.2 ARTIGOS EM CONGRESSOS

A.2.1 Congressos Internacionais

1. **MACEDO, L. H.**; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; ROMERO, R. Optimal distribution systems expansion planning for improving service restoration. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION LATIN AMERICA, 9., 2018, Lima. **Anais...** Piscataway: IEEE, 2018. p. 1–5. DOI: 10.1109/TDC-LA.2018.8511765.
2. MAHDAVI, M.; **MACEDO, L. H.**; ROMERO, R. Transmission and generation expansion planning considering system reliability and line maintenance. In: IRANIAN CONFERENCE ON ELECTRICAL ENGINEERING, 26., 2018, Mashhad. **Anais...** Piscataway: IEEE, 2018. p. 1–6. DOI: 10.1109/ICEE.2018.8472461.

3. FORTES, E. V.; **MACEDO, L. H.**; MARTINS, L. F. B.; MIOTTO, E. L. A fireworks metaheuristic for the design of PSS and TCSC-POD controllers for small-signal stability studies. In: LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION, 12., 2018, Mar del Plata. **Anais...** São Paulo: UNESP, 2017. p. 1–6. Disponível em: <http://www3.fi.mdp.edu.ar/clagtee/2017/articles/19-002.pdf>.
4. MONTSUTSUMI, M. M.; MELCHOR, J. N.; **MACEDO, L. H.**; ROMERO, R. Joint reconfiguration of feeders and allocation of capacitor banks in distribution systems using a multi-start strategy. In: IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA, 8., 2017, Quito. **Anais...** Piscataway: IEEE, 2017. p. 1–6. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126716.
5. **MACEDO, L. H.**; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; ROMERO, R. VNS algorithm for distribution systems expansion planning with security constraints. In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 15., 2017, Chicago. **Anais...** Piscataway: IEEE, 2017. p. 24–24. Disponível em: <http://www.wvuieepes.org/gm2017pb.pdf>.
6. **MACEDO, L. H.**; FRANCO, J. F.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Increasing the hosting capacity for renewable energy in distribution networks. In: IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES NORTH AMERICA, 8., 2017, Washington D.C. **Anais...** Piscataway: IEEE, 2017. p. 1–5. DOI: 10.1109/ISGT.2017.8086006.
7. DOMINGUEZ, A. H.; **MACEDO, L. H.**; ZULUAGA, A. H. E.; ROMERO, R. Transmission network expansion planning considering HVAC/HVDC lines and technical losses. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION LATIN AMERICA, 8., 2016, Morelia. **Anais...** Piscataway: IEEE, 2016. p. 1–6. DOI: 10.1109/TDC-LA.2016.7805606.
8. **MACEDO, L. H.**; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. An MILP model for the analysis of operation of energy storage devices in distribution systems. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION LATIN AMERICA, 8., 2016, Morelia. **Anais...** Piscataway: IEEE, 2016. p. 1–6. DOI: 10.1109/TDC-LA.2016.7805610.
9. FORTES, E. V.; ARAUJO, P. B.; **MACEDO, L. H.**; GAMINO, B. R.; MARTINS, L. F. B. Analysis of the influence of PSS and IPFC-POD controllers in small-signal stability using a simulated annealing algorithm. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRY APPLICATIONS, 12., 2016, Curitiba. **Anais...** Piscataway: IEEE, 2016. p. 1–8. DOI: 10.1109/INDUSCON.2016.7874512.

A.2.2 Congressos Nacionais

1. GARCIA, A. M.; **MACEDO, L. H.**; ROMERO, R. Algoritmo de busca dispersa para otimização de funções contínuas multimodais com restrições. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 50., 2018, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: SOBRAPO, 2018. p. 1–11.

2. MONTSUTSUMI, M. M.; ALVES, B. P.; **MACEDO, L. H.**; ROMERO, R. Reconfiguração de alimentadores e alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radiais usando uma meta-heurística multipartida. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 22., 2018, João Pessoa. **Anais...** Campinas: SBA, 2018. p. 1–6.
3. FORTES, E. V.; **MACEDO, L. H.**; MIOTTO, E. L.; MARTINS, L. F. B.; ARAUJO, P. B. Projeto de controladores suplementares de amortecimento usando o algoritmo de busca em vizinhança variável. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 22., 2018, João Pessoa. **Anais...** Campinas: SBA, 2018. p. 1–8.
4. FEITEIRA, I. F.; **MACEDO, L. H.**; ROMERO, R. Meta-heurística GRASP especializada para a reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 22., 2018, João Pessoa. **Anais...** Campinas: SBA, 2018. p. 1–6.
5. FREITAS, P. F. S.; **MACEDO, L. H.**; ROMERO, R. Estratégia para o planejamento multiestágio de sistemas de transmissão considerando múltiplos cenários de geração. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 22., 2018, João Pessoa. **Anais...** Campinas: SBA, 2018. p. 1–6.
6. **MACEDO, L. H.**; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; ROMERO, R. Optimal operation of battery storage systems in distribution networks considering degradation costs. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 7., 2018, Niterói. **Anais...** Piscataway: IEEE, 2018. p. 1–6. DOI: 10.1109/SBSE.2018.8395575.
7. FORTES, E. V.; **MACEDO, L. H.**; MARTINS, L. F. B.; ARAUJO, P. B. Projeto dos controladores suplementares de amortecimento PSS e TCSC-POD usando o algoritmo simplex de Nelder-Mead. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE AUTOMAÇÃO INTELIGENTE, 13., 2017, Porto Alegre. **Anais...** Campinas: SBA, 2017. p. 1–6.
8. MELCHOR, J. N.; **MACEDO, L. H.**; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Um novo método para a solução do fluxo de potência ótimo AC em sistemas de transmissão baseado em programação linear sucessiva. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 21., 2016, Vitória. **Anais...** Campinas: SBA, 2016. p. 1–6.
9. FORTES, E. V.; ARAUJO, P. B.; **MACEDO, L. H.**; GAMINO, B. R.; MARTINS, L. F. B. Ajuste coordenado dos parâmetros dos controladores ESP e IPFC-POD usando um algoritmo multi-start. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 21., 2018, Vitória. **Anais...** Campinas: SBA, 2016. p. 1–6.
10. FORTES, E. V.; ARAUJO, P. B.; **MACEDO, L. H.**; GAMINO, B. R.; MIOTTO, E. Ajuste coordenado dos parâmetros dos controladores estabilizadores de sistema de potência via algoritmo genético de Chu-Beasley especializado. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 48., 2016, Vitória. **Anais...** Rio de Janeiro: SOBRAPO, 2016. p. 1–12.
11. **MACEDO, L. H.**; ROMERO, R. Algoritmo heurístico construtivo para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 6., 2016, Natal. **Anais...** Campinas: SBA, 2016. p. 1–6.
12. MENESES, M.; **MACEDO, L. H.**; ROMERO, R. Meta-heurística de fogos de artifício de busca dinâmica com mutação de covariância aplicada ao problema de fluxo de potência ótimo. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 6., 2016, Natal. **Anais...** Campinas: SBA, 2016. p. 1–6.

13. MONTES, C. V.; **MACEDO, L. H.**; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Abordagem de PLIM para o planejamento da expansão de sistemas de transmissão usando o modelo AC. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 6., 2016, Natal. **Anais...** Campinas: SBA, 2016. p. 1–6.
14. FORTES, E. V.; ARAUJO, P. B.; **MACEDO, L. H.**; MARTINS, L. F. B. Modelo matemático para fluxo de potência ótimo considerando o FACTS interline power flow controller. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 6., 2016, Natal. **Anais...** Campinas: SBA, 2016. p. 1–6.
15. **MACEDO, L. H.**; ROMERO, R. Meta-heurística BVNS especializada para resolver o problema da reconfiguração de sistemas de distribuição operando em vários níveis de demanda. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 47., 2015, Porto de Galinhas. **Anais...** Rio de Janeiro: SOBRAPO, 2015. p. 1–12.
16. SOUSA, M. C.; **MACEDO, L. H.**; ROMERO, R. Alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radiais usando busca dispersa. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 47., 2015, Porto de Galinhas. **Anais...** Rio de Janeiro: SOBRAPO, 2015. p. 1–12.
17. UZINSKI, H.; **MACEDO, L. H.**; ROMERO, R. Resolução de problemas multimodais usando um algoritmo genético de Chu-Beasley modificado com uma busca local eficiente. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 47., 2015, Porto de Galinhas. **Anais...** Rio de Janeiro: SOBRAPO, 2015. p. 1–11.

A.3 OUTROS RESULTADOS

1. Um dos melhores artigos da 26th IEEE ICEE – Iranian Conference on Electrical Engineering, Mashhad, 2018.
2. Um dos três melhores algoritmos “2017 Competition & Panel: Evaluating the Performance of Modern Heuristic Optimizers on Smart Grid Operation Problems: Test Bed 1 – Stochastic OPF Based Active-Reactive Power Dispatch,” IEEE PES Working Group on Modern Heuristic Optimization, Chicago, 2017.
3. Primeiro lugar “2017 Competition & Panel: Evaluating the Performance of Modern Heuristic Optimizers on Smart Grid Operation Problems: Test Bed 2 – Optimal Scheduling of Distributed Energy Resources,” IEEE PES Working Group on Modern Heuristic Optimization, Chicago, 2017.

ANEXO A

OS dados de nós e de ramos dos sistemas de 24 e 54 nós, utilizados nesta tese, são apresentados nas seções a seguir. Todos os dados foram adaptados de Pereira Junior (2014), sendo que a referência original para o sistema de 24 nós é Gönen e Ramirez-Rosado (1986) e os dados originais do sistema de 54 nós estão disponíveis em Miranda, Ranito e Proença (1994).

Cabe observar que as referências que apresentam os dados originais para estes sistemas fazem outras considerações para o problema de PESD. Adicionalmente, o modelo de operação da rede adotado em cada uma delas é diferente, principalmente nos trabalhos mais antigos, que adotam o modelo simplificado de operação da rede, com demandas de potência aparente. Esse fato torna difícil comparar os resultados obtidos com os de outros métodos apresentados na literatura, já que cada autor adapta os dados originais para o problema que está sendo resolvido.

Dados adicionais foram apresentados para cada sistema nas seções de resultados correspondentes.

A.1 DADOS DO SISTEMA DE 24 NÓS

Tabela 23 – Dados de nós do sistema de 24 nós

Nó i	Estágio $t = 1$			Estágio $t = 2$			Estágio $t = 3$		
	$P_{i,t}^D$ (kW)	$Q_{i,t}^D$ (kVAr)	$NC_{i,t}$	$P_{i,t}^D$ (kW)	$Q_{i,t}^D$ (kVAr)	$NC_{i,t}$	$P_{i,t}^D$ (kW)	$Q_{i,t}^D$ (kVAr)	$NC_{i,t}$
1021	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0
1022	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0
1023	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0
1024	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0
1	3442,50	2133,47	732	2932,50	1817,40	624	4607,00	2855,17	980
2	663,00	410,88	153	654,50	405,62	151	1028,50	637,40	237
3	2193,00	1359,10	413	2873,00	1780,53	541	3383,00	2096,60	637
4	272,00	168,57	80	348,50	215,98	102	2083,17	1258,12	608
5	238,00	147,50	51	314,50	194,92	67	399,50	247,58	86
6	994,50	616,33	210	782,00	484,63	165	1557,33	925,23	325
7	3434,00	2128,20	631	3145,00	1949,10	578	3706,00	2296,77	681
8	612,00	379,28	129	510,00	316,07	108	799,00	495,18	168
9	969,00	600,53	176	952,00	590,00	173	1504,50	932,40	273
10	1326,00	821,78	313	1734,00	1074,63	409	2040,00	1264,28	482
11	0,00	0,00	0	1623,50	1006,15	407	2380,00	1474,98	445
12	0,00	0,00	0	790,50	489,90	212	1096,50	679,55	311
13	0,00	0,00	0	977,50	605,80	184	1647,50	877,82	435
14	0,00	0,00	0	2592,50	1606,68	546	2686,00	1664,63	710
15	0,00	0,00	0	1377,00	853,38	250	1377,00	853,38	351
16	0,00	0,00	0	1836,00	1137,85	438	1037,00	642,67	272
17	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	2040,00	1264,28	429
18	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	1785,00	1106,25	398
19	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	1538,50	953,48	333
20	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	3221,50	1996,50	607

Fonte: Adaptado de Pereira Junior (2014).

Tabela 24 – Dados de ramos do sistema de 24 nós

Ramo ij	Condutor existente τ_{ij}	Comprimento l_{ij} (m)	τ_{ij}^{BR} (h)
1-1021	2	2200	1,78
2-1021	1	1700	2,24
1-14	0	1200	2,00
1-5	0	2220	1,81
1-9	0	1200	1,66
2-12	0	1100	1,73
2-3	0	2000	2,81
3-1023	0	1200	2,59
10-1023	0	1300	1,51
11-1023	0	1600	2,72
7-1023	0	900	1,87
3-10	0	1100	2,83
3-16	0	1200	2,76
4-9	0	1200	2,03
4-7	0	2600	1,97

continua

Dados de ramos do sistema de 24 nós (continuação)

Ramo ij	Condutor existente τ_{ij}	Comprimento l_{ij} (m)	τ_{ij}^{BR} (h)
4-15	0	1600	1,73
4-16	0	1300	2,08
5-1024	0	700	1,96
18-1024	0	1500	2,73
20-1024	0	900	1,92
5-6	0	2400	2,78
6-13	0	1200	1,79
6-17	0	2200	2,03
6-1022	1	2700	2,02
17-1022	0	1500	2,38
8-1022	1	1900	2,18
7-8	0	2000	1,56
7-11	0	1100	2,07
7-19	0	1200	2,32
15-19	0	800	1,60
14-18	0	1000	1,82
15-17	0	1200	2,66
10-16	0	1600	2,45

Fonte: Adaptado de Pereira Junior (2014).

A.2 DADOS DO SISTEMA DE 54 NÓS

Tabela 25 – Dados de nós do sistema de 54 nós

Nó i	Estágio $t = 1$			Estágio $t = 2$			Estágio $t = 3$		
	$P_{i,t}^D$ (kW)	$Q_{i,t}^D$ (kVAr)	$NC_{i,t}$	$P_{i,t}^D$ (kW)	$Q_{i,t}^D$ (kVAr)	$NC_{i,t}$	$P_{i,t}^D$ (kW)	$Q_{i,t}^D$ (kVAr)	$NC_{i,t}$
1101	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0
1102	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0
1103	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0
1104	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0
1	2376,00	1150,72	431	2736,00	1325,12	496	3024,00	1464,56	549
2	792,00	383,60	196	936,00	453,36	232	1080,00	523,04	267
3	288,00	139,52	51	360,00	174,32	64	504,00	244,08	89
4	1008,00	488,16	181	1368,00	662,56	246	792,00	383,60	142
5	1440,00	697,44	343	1656,00	802,00	394	1872,00	906,64	446
6	432,00	209,20	88	504,00	244,08	103	504,00	244,08	103
7	144,00	69,76	35	360,00	174,32	87	720,00	348,72	175
8	1080,00	523,04	270	1224,00	592,80	306	1368,00	662,56	342
9	1368,00	662,56	317	1440,00	697,44	334	864,00	418,48	200
10	1440,00	697,44	359	1728,00	836,88	431	2088,00	1011,28	521
11	144,00	69,76	27	216,00	104,64	41	216,00	104,64	41
12	720,00	348,72	179	1152,00	557,92	286	1296,00	627,68	322
13	648,00	313,84	178	720,00	348,72	198	792,00	383,60	218
14	576,00	278,96	152	648,00	313,84	171	720,00	348,72	190
15	720,00	348,72	126	864,00	418,48	151	1008,00	488,16	176
16	936,00	453,36	194	1080,00	523,04	224	1368,00	662,56	284

continua

Dados de nós do sistema de 54 nós (continuação)

Nó i	Estágio $t = 1$			Estágio $t = 2$			Estágio $t = 3$		
	$P_{i,t}^D$ (kW)	$Q_{i,t}^D$ (kVAr)	$NC_{i,t}$	$P_{i,t}^D$ (kW)	$Q_{i,t}^D$ (kVAr)	$NC_{i,t}$	$P_{i,t}^D$ (kW)	$Q_{i,t}^D$ (kVAr)	$NC_{i,t}$
17	360,00	174,32	75	432,00	209,20	90	504,00	244,08	105
18	648,00	313,84	158	720,00	348,72	176	864,00	418,48	211
19	720,00	348,72	168	864,00	418,48	202	1008,00	488,16	235
20	360,00	174,32	92	504,00	244,08	129	576,00	278,96	147
21	360,00	174,32	75	1152,00	557,92	240	1296,00	627,68	270
22	360,00	174,32	68	720,00	348,72	136	792,00	383,60	150
23	360,00	174,32	63	648,00	313,84	113	720,00	348,72	126
24	360,00	174,32	91	288,00	139,52	73	360,00	174,32	91
25	432,00	209,20	82	576,00	278,96	109	648,00	313,84	123
26	0,00	0,00	0	576,00	278,96	131	864,00	418,48	166
27	0,00	0,00	0	864,00	418,48	190	1080,00	523,04	198
28	288,00	139,52	73	360,00	174,32	91	504,00	244,08	128
29	432,00	209,20	76	648,00	313,84	114	1008,00	488,16	177
30	1440,00	697,44	287	1656,00	802,00	330	1872,00	906,64	373
31	432,00	209,20	83	504,00	244,08	97	504,00	244,08	97
32	0,00	0,00	0	1080,00	523,04	191	1224,00	592,80	259
33	1296,00	627,68	231	1656,00	802,00	295	2088,00	1011,28	372
34	648,00	313,84	116	720,00	348,72	129	864,00	418,48	155
35	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	648,00	313,84	152
36	144,00	69,76	40	144,00	69,76	40	216,00	104,64	60
37	720,00	348,72	155	1152,00	557,92	248	1512,00	732,32	326
38	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	792,00	383,60	170
39	576,00	278,96	138	648,00	313,84	155	720,00	348,72	173
40	720,00	348,72	128	864,00	418,48	154	1008,00	488,16	179
41	216,00	104,64	59	360,00	174,32	98	648,00	313,84	177
42	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	864,00	418,48	221
43	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	936,00	453,36	197
44	360,00	174,32	71	720,00	348,72	142	1008,00	488,16	199
45	360,00	174,32	61	360,00	174,32	61	576,00	278,96	98
46	0,00	0,00	0	1152,00	557,92	247	1296,00	627,68	281
47	360,00	174,32	85	360,00	174,32	85	720,00	348,72	170
48	360,00	174,32	62	432,00	209,20	74	576,00	278,96	99
49	0,00	0,00	0	432,00	209,20	109	360,00	174,32	88
50	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	576,00	278,96	102

Fonte: Adaptado de Pereira Junior (2014).

Tabela 26 – Dados de ramos do sistema de 54 nós

Ramo ij	Condutor existente τ_{ij}	comprimento l_{ij} (m)	τ_{ij}^{BR} (h)
1-1101	2	562	2,71
3-1101	2	436	1,53
3-4	2	624	1,52
4-7	2	500	2,10
4-5	2	624	1,81
7-8	2	624	2,38
5-6	2	500	2,73
1-9	2	686	2,62
1-2	2	624	2,89

continua

Dados de ramos do sistema de 54 nós (continuação)

Ramo ij	Condutor existente τ_{ij}	comprimento l_{ij} (m)	τ_{ij}^{BR} (h)
9-10	2	1436	2,29
14-1102	2	750	2,31
14-15	2	750	2,50
15-16	2	562	2,81
11-1102	2	562	1,77
11-12	2	624	2,55
12-13	2	874	1,78
19-20	0	624	1,80
18-19	0	500	2,66
17-18	0	812	2,29
9-17	0	860	1,51
18-21	0	624	2,93
21-1104	0	500	2,82
22-1104	0	750	2,81
9-22	0	936	2,24
22-23	0	686	2,30
23-24	0	562	1,55
24-25	0	436	2,63
8-25	0	562	2,64
8-27	0	750	2,38
26-27	0	686	2,06
27-28	0	624	2,24
6-28	0	1000	2,29
30-1104	0	562	2,17
29-30	0	624	1,71
30-43	0	812	2,48
37-43	0	500	2,51
31-37	0	374	2,62
10-31	0	624	1,96
13-43	0	750	2,71
12-45	0	500	1,95
44-45	0	436	1,91
38-44	0	624	1,91
38-39	0	686	2,65
32-39	0	812	1,98
33-39	0	562	2,04
8-33	0	936	2,51
33-34	0	374	1,55
34-35	0	436	1,73
35-36	0	436	2,13
36-1103	0	500	1,82
28-1103	0	624	2,64
41-1103	0	624	2,46
40-41	0	750	2,76
16-40	0	500	1,81
41-42	0	750	2,16
42-48	0	500	2,60
48-49	0	750	1,66
49-50	0	436	2,17
42-47	0	624	2,24
46-47	0	624	2,54
14-46	0	686	2,90

Fonte: Adaptado de Pereira Junior (2014).